

SolPEG Blendgutachten Solarpark Bruchweiler

**Analyse der potenziellen Blendwirkung einer geplanten PV-Anlage
in Bruchweiler in Rheinland-Pfalz**

SolPEG GmbH
Solar Power Expert Group
Normannenweg 17-21
D-20537 Hamburg

 +49 40 79 69 59 36

 +49 40 79 69 59 38

 info@solpeg.com

 www.solpeg.com

Inhalt

1	Auftrag	3
1.1	Beauftragung	3
1.2	Hintergrund und Auftragsumfang	3
2	Systembeschreibung	4
2.1	Standort Übersicht	4
2.2	Umliegende Gebäude	7
3	Ermittlung der potenziellen Blendwirkung	8
3.1	Rechtliche Hinweise	8
3.2	Blendwirkung von PV-Modulen	8
3.3	Berechnung der Blendwirkung	10
3.4	Technische Parameter der PV-Anlage	11
3.5	Standorte für die Analyse	12
3.6	Hinweise zum Simulationsverfahren	13
4	Ergebnisse	16
4.1	Ergebnisse am Messpunkt P1, L162 nördlich	17
4.2	Ergebnisse am Messpunkt P2, L162 östlich	19
4.3	Ergebnisse am Messpunkt P3, L162 südöstlich	21
4.4	Ergebnisse am Messpunkt P4, Gebäude nördlich	23
5	Zusammenfassung der Ergebnisse	23
6	Schlussbemerkung	23
7	Anhang	24 - 34

SolPEG Blendgutachten

Analyse der potenziellen Blendwirkung der geplanten PV-Anlage Bruchweiler

1 Auftrag

1.1 Beauftragung

Die SolPEG GmbH verfügt über umfangreiche Erfahrung im Bereich Photovoltaik (PV) und bietet eine breite Palette von Dienstleistungen an. Mit über 700 erstellten Blendgutachten haben wir auch auf diesem Gebiet eine weitreichende Expertise. Vor diesem Hintergrund wurden wir beauftragt, die potenzielle Blendwirkung der PV-Anlage „Bruchweiler“ für Verkehrsteilnehmer auf der L162, sowie ggf. für Anwohner der umliegenden Gebäude zu analysieren und die Ergebnisse zu dokumentieren.

1.2 Hintergrund und Auftragsumfang

Lt. aktueller Gesetzgebung (§2 EEG) liegt die Nutzung Erneuerbarer Energien im überragenden öffentlichen Interesse und dient der öffentlichen Sicherheit. Der priorisierte Ausbau der erneuerbaren Energien als wesentlicher Teil des Klimaschutzgebotes soll im Rahmen einer Schutzgüterabwägung nur in Ausnahmefällen überwunden werden. Andererseits soll der Ausbau der erneuerbaren Energien auch die bestehenden Regelungen für den Immissionsschutz berücksichtigen. Dies gilt auch für Lichtimmissionen durch PV-Anlagen.

Grundlage für die Berechnung und Beurteilung von Lichtimmissionen ist die sog. Licht-Leitlinie¹, die 1993 durch die Bund/Länder - Arbeitsgemeinschaft für Immissionsschutz (LAI) verfasst und 2012 um einen Abschnitt zu PV-Anlagen erweitert wurde. Nach überwiegender Meinung von Experten enthält die Licht-Leitlinie nicht unerhebliche Defizite bzw. Unklarheiten und ist als Instrument für die sachgerechte Beurteilung von Reflexionen durch PV-Anlagen nur bedingt anwendbar. Weitere Ausführungen hierzu finden sich im Abschnitt 4.

Die vorliegende Untersuchung soll klären ob bzw. in wie weit von der PV-Anlage „Bruchweiler“ eine Blendwirkung für schutzbedürftige Zonen im Sinne der Licht-Leitlinie ausgehen könnte. Dies gilt für Verkehrsteilnehmer auf angrenzenden Straßen sowie für Anwohner von umliegenden Gebäuden.

Die zur Anwendung kommenden Berechnungs- und Beurteilungsgrundsätze resultieren im Wesentlichen aus den Empfehlungen in Anhang 2 der Licht-Leitlinie in der aktuellen Fassung vom 08.10.2012. Die Berechnung der Blendwirkung erfolgt auf Basis von vorliegenden Planungsunterlagen der PV-Anlage. Eine Analyse der potenziellen Blendwirkung vor Ort wird momentan nicht als notwendig angesehen da die Anlagendokumentation ausreichend ist, um einen Eindruck zu vermitteln.

Da aktuell kein angemessenes Regelwerk verfügbar ist, sind die gutachterlichen Ausführungen zu den rechnerisch ermittelten Simulationsergebnissen zu beachten.

Einzelne Aspekte der Licht-Leitlinie werden an entsprechender Stelle wiedergegeben, eine weiterführende Beschreibung von theoretischen Hintergründen u.a. zu Berechnungsformeln kann im Rahmen dieses Dokumentes nicht erfolgen.

¹ Die Licht-Leitlinie ist u.a. hier abrufbar: http://www.solpeg.de/LAI_Lichtleitlinie_2012.pdf

2 Systembeschreibung

2.1 Standort Übersicht

Die Flächen des Solarparks befinden sich südlich der Ortschaft Bruchweiler in Rheinland-Pfalz. Südöstlich der Fläche verläuft die L162. Die folgenden Informationen und Bilder geben einen Überblick über den Standort.

Tabelle 1: Informationen über den Standort

Allgemeine Beschreibung des Standortes	Landwirtschaftliche Flächen südlich von Bruchweiler in Rheinland-Pfalz. Die Flächen sind leicht hügelig bzw. nach Süden abfallend.
Koordinaten (Mitte)	49.790°N 7.215°O 540 m ü.N.N.
Abstand zur L162	ca. 25 m
Entfernung zu umliegenden Gebäuden	ca. 540 m (nördlich, nicht relevant)

Übersicht² über den Standort und die PV-Anlage (schematisch)

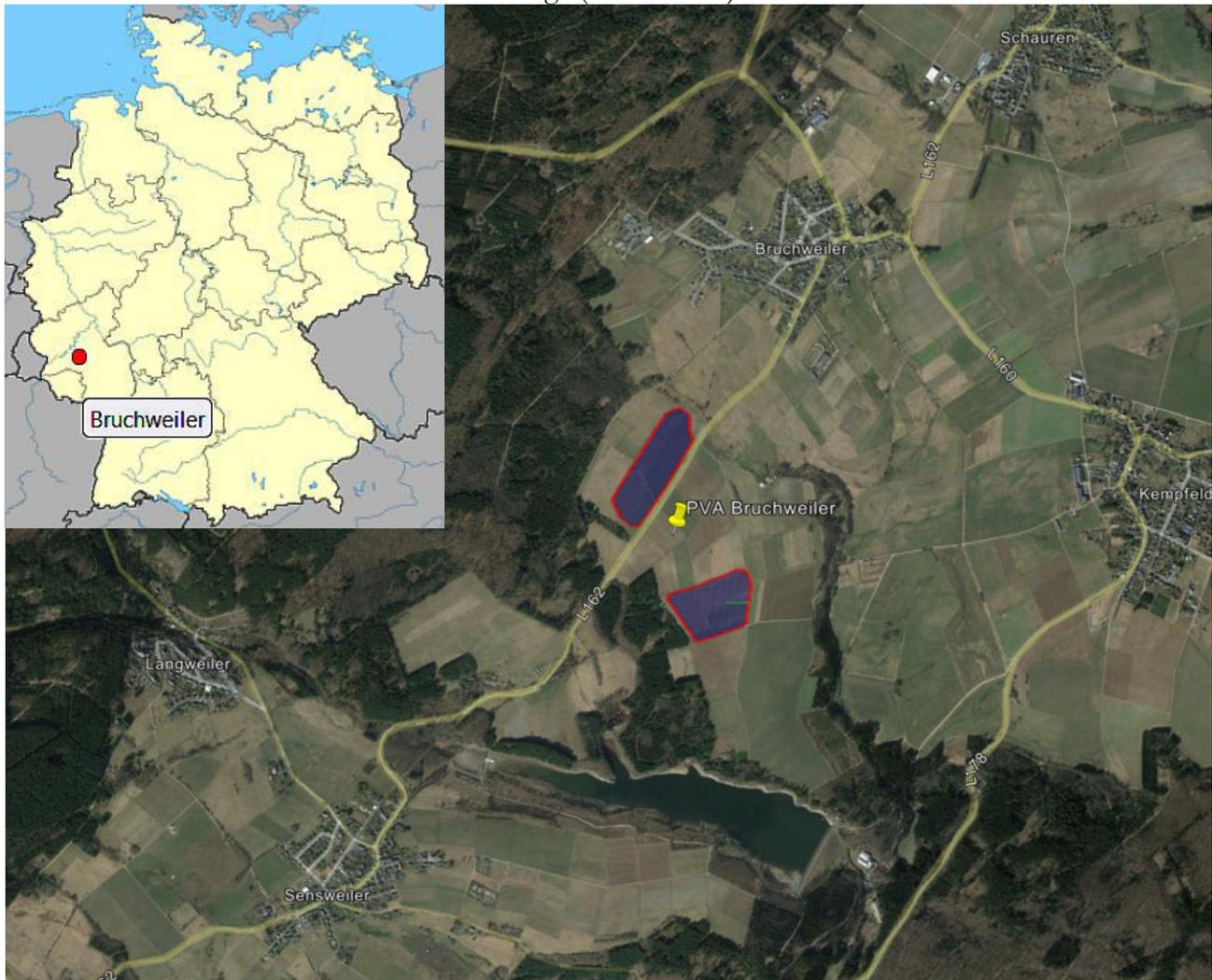


Bild 2.1.1: Luftbild mit Schema der PV-Anlage (Quelle: Google Earth/SolPEG)

² Das verwendete Kartenmaterial u.a. von Google Earth (und Partnern) erfolgt im Rahmen der geltenden Lizenzvereinbarungen

Detailansicht der PV-Anlage.



Bild 2.1.3: Detailansicht der PV-Fläche (Quelle: Google Earth/SolPEG, Nordausrichtung)



Bild 2.1.4: Detailansicht der PV-Fläche (Quelle: Google Earth/SolPEG, Nordausrichtung)

Das folgende Foto zeigt den Blick Richtung Norden auf das PV-Feld 1.



Bild 2.1.5: Foto der PV-Fläche (Quelle: Google StreetView, Juni 2022, Ausschnitt)

Blick Richtung Westen auf das PV-Feld 2.



Bild 2.1.6: Foto der PV-Fläche (Quelle: Google StreetView, Juni 2022, Ausschnitt)

Das PV-Feld 3 liegt südöstlich der L162, nicht einsehbar hinter einem Hang.

2.2 Umliegende Gebäude

Nicht alle wahrnehmbaren Reflexionen haben eine Blendwirkung zur Folge. In der Licht-Leitlinie (Seite 23) wird zur Bestimmung einer Blendwirkung folgendes ausgeführt:

Ob es an einem Immissionsort im Jahresverlauf überhaupt zur Blendung kommt, hängt von der Lage des Immissionsorts relativ zur Photovoltaikanlage ab. Dadurch lassen sich viele Immissionsorte ohne genauere Prüfung schon im Vorfeld ausklammern: Immissionsorte

- die sich weiter als ca. 100 m von einer Photovoltaikanlage entfernt befinden erfahren erfahrungsgemäß nur kurzzeitige Blendwirkungen
- die vornehmlich nördlich von einer Photovoltaikanlage gelegen sind, sind meist ebenfalls unproblematisch.
- die vorwiegend südlich von einer Photovoltaikanlage gelegen sind, brauchen nur bei Photovoltaik-Fassaden (senkrecht angeordnete Photovoltaikmodule) berücksichtigt zu werden.

Hinsichtlich einer möglichen Blendung kritisch sind Immissionsorte, die vorwiegend westlich oder östlich einer Photovoltaikanlage liegen und nicht weiter als ca. 100 m von dieser entfernt.

Das folgende Bild zeigt Gebäude nördlich der PV-Anlage. Das Gebäude sind mehr als 500 m entfernt und daher ist nicht mit Reflexionen durch die PV-Anlage zu rechnen. Der Standort wird zu Kontrollzwecken dennoch analysiert. Weitere Gebäude wurden nicht untersucht, da aufgrund von Entfernung und/oder Winkel zur Immissionsquelle keine Reflexionen zu erwarten sind.

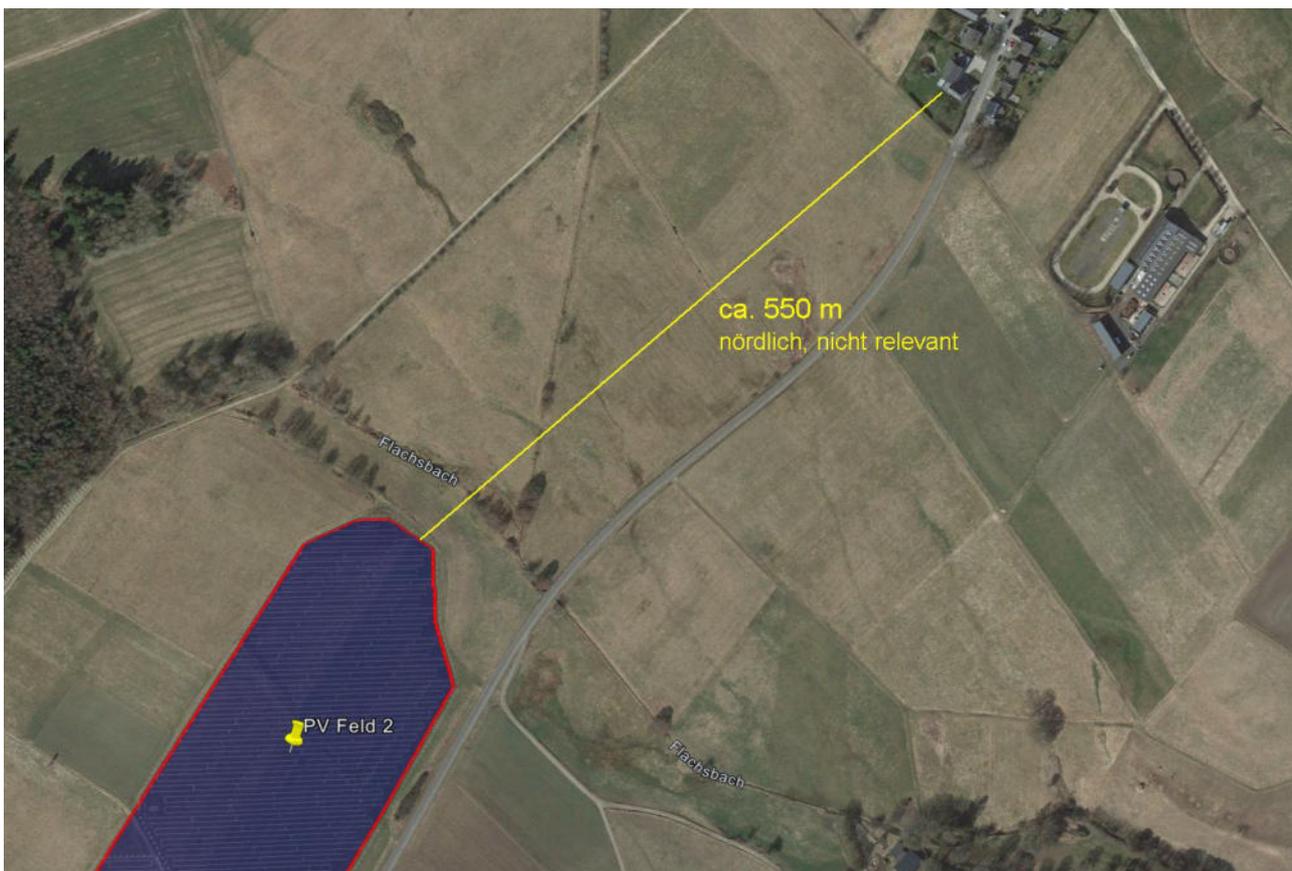


Bild 2.2.1: Gebäude in der Umgebung der PV-Anlage (Quelle: Google Earth/SolPEG)

3 Ermittlung der potenziellen Blendwirkung

3.1 Rechtliche Hinweise

Rechtliche Hinweise u.a. zur Licht-Leitlinie sind nicht Bestandteil dieses Dokumentes. Es sei lediglich darauf hingewiesen, dass nach aktueller Gesetzgebung der Ausbau der Erneuerbaren Energien im über-
ragenden öffentlichen Interesse liegt und der öffentlichen Sicherheit dient und somit höher wiegt als
Einzelinteressen. Darüber hinaus bestätigt ein aktuelles Urteil des OLG Braunschweig³ die grundsätzlich
fehlenden Bewertungsgrundlagen für Reflexion durch Sonnenlicht. Die Ausführungen der LAI Lichtleit-
linie können lediglich im Einzelfall als Orientierung herangezogen werden.

3.2 Blendwirkung von PV-Modulen

Vereinfacht ausgedrückt nutzen PV-Module das Sonnenlicht zur Erzeugung von Strom. Hersteller von
PV-Modulen sind daher bestrebt, dass möglichst viel Licht vom PV-Modul absorbiert wird, da mög-
lichst das gesamte einfallende Licht für die Stromproduktion genutzt werden soll. Die Materialforschung
hat mit speziell strukturierten Glasoberflächen (Texturen) und Antireflexionsschichten den Anteil des
reflektierten Lichtes auf 1-4 % reduzieren können. Folgende Skizze zeigt den Aufbau eines PV-Moduls:

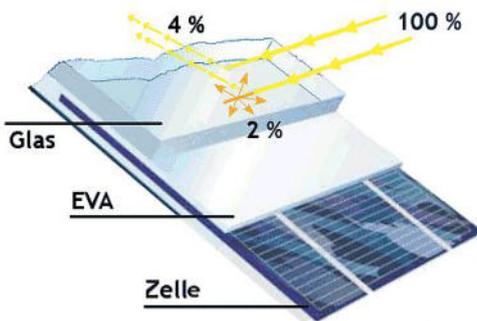


Bild 3.2.1: Anteil des reflektierten Sonnenlichtes bei einem PV-Modul (Quelle: SolPEG)

PV-Module zeigen im Hinblick auf Reflexion andere Eigenschaften als normale Glasoberflächen (z.B. PKW-Scheiben, Glasfassaden, Fenster, Gewächshäuser) oder z.B. Oberflächen von Gewässern. Direkt einfallendes Sonnenlicht wird von der Moduloberfläche diffus reflektiert:

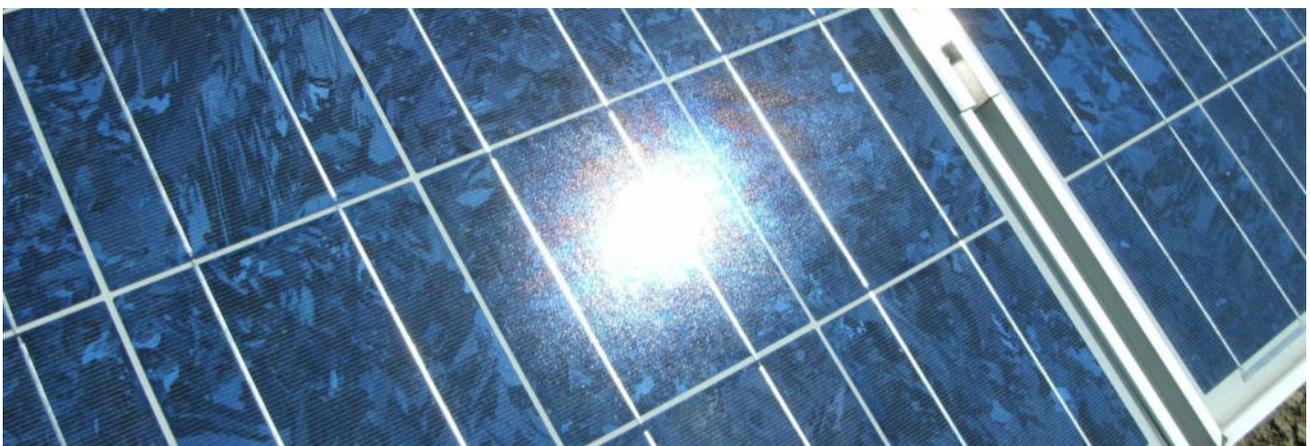


Bild 3.2.2: Diffuse Reflexion von direkten Sonnenlicht (Einstrahlung ca. 980 W/m²) auf einem PV-Modul (Quelle: SolPEG)

³ <https://oberlandesgericht-braunschweig.niederniedersachsen.de/startseite/aktuelles/presseinformationen/wenn-sonnenlicht-stort-nachbarrechtsstreitigkeit-wegen-reflexionen-einer-photovoltaikanlage-214293.html>

Das folgende Bild verdeutlicht die Reflexion von verschiedenen Moduloberflächen im direkten Vergleich. Links ein einfaches Modul ohne spezielle Oberflächenbehandlung. Das rechte Bild entspricht aktuellen, hochwertigen PV-Modulen wie auch im Bild 3.2.2 dargestellt. Durch die strukturierte Oberfläche wird weniger Sonnenlicht reflektiert bzw. diffus reflektiert mit einer stärkeren Streuung. Die Leuchtdichte der Modulfläche ist entsprechend vermindert.

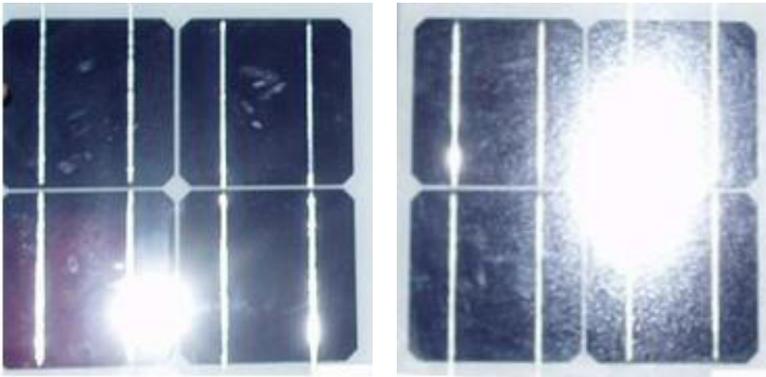


Bild 3.2.3: Diffuse Reflexion von unterschiedlichen Moduloberflächen (Quelle: Sandia National Laboratories, Ausschnitt)

Diese Eigenschaften können schematisch wie folgt dargestellt werden

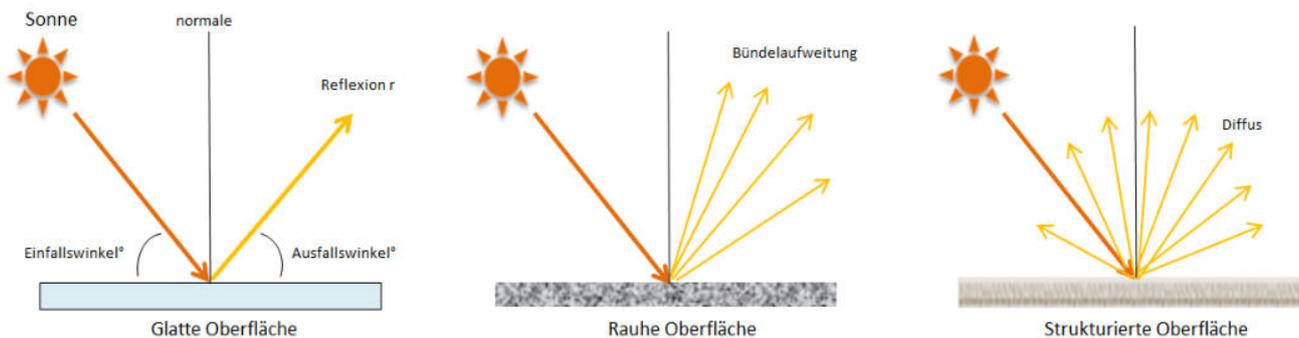


Bild 3.2.4: Reflexion von unterschiedlichen Oberflächen (Quelle: SolPEG)

Lt. Informationen des Auftraggebers sollen PV-Module des Herstellers LONGi Solar mit Anti-Reflexions-Eigenschaften zum Einsatz kommen. Die Simulationsparameter werden entsprechend eingestellt.

Es können aber auch Module eines anderen Herstellers (z.B. Trina Solar, Jinko, JA Solar) mit ähnlichen Eigenschaften verwendet werden. Damit kommen die nach aktuellem Stand der Technik möglichen Maßnahmen zur Vermeidung von Reflexion und Blendwirkungen zur Anwendung.

Mechanical Parameters

Cell Orientation	144 (6×24)
Junction Box	IP68, three diodes
Output Cable	4mm ² , +400, -200mm length can be customized
Connector	LONGi LR5 or MC4 EVO2
Glass	Dual glass, 2.0+2.0mm heat strengthened glass
Frame	Anodized aluminum alloy frame

Bild 3.2.5: Auszug aus dem Moduldatenblatt, siehe auch Anhang

3.3 Berechnung der Blendwirkung

Die Berechnung der Reflexionen von elektromagnetischen Wellen (auch sichtbares Licht) erfolgt nach anerkannten physikalischen Erkenntnissen und den entsprechend abgeleiteten Gesetzen (u.a. Reflexionsgesetz, Lambert'sches Gesetz) sowie den entsprechenden Berechnungsformeln.

Darüber hinaus kommen die in Anhang 2 der Licht-Leitlinie beschriebenen Empfehlungen (Seite 21ff) zur Anwendung, es werden jedoch aufgrund fehlender Angaben u.a. für Fahrzeuglenker zusätzliche Quellen herangezogen, u.a. die Richtlinien der FAA⁴ zur Beurteilung der Blendwirkung für den Flugverkehr.

Eine umfassende Darstellung der verwendeten Formeln und theoretischen Hintergründe der Berechnungen ist im Rahmen dieser Stellungnahme nicht möglich.

Der grundlegende Ansatz zur Berechnung der Reflexion ist wie folgt. Wenn die Position der Sonne und die Ausrichtung des PV-Moduls (Neigung: γ_p , Azimut α_p) bekannt sind, kann der Winkel der Reflexion (θ_p) mit der folgenden Formel berechnet werden:

$$\cos(\theta_p) = -\cos(\gamma_s) \cdot \sin(\gamma_p) \cdot \cos(\alpha_s + 180^\circ - \alpha_p) + \sin(\gamma_s) \cdot \cos(\gamma_p)$$

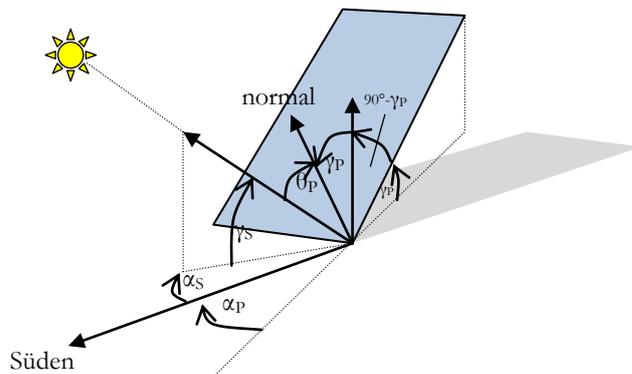


Bild 3.3.1: Schematische Darstellung der Reflexionen auf einer geneigten Fläche

Die unter 3.2 aufgeführten generellen Eigenschaften von PV-Modulen (Glasoberfläche, Antireflexions-schicht) haben Einfluss auf den Reflexionsfaktor der Berechnung bzw. entsprechenden Berechnungsmodelle.

Die Simulation von Reflexionen geht zu jedem Zeitpunkt von einem klaren Himmel und direkter Sonneneinstrahlung aus, daher wird im Ergebnis immer die höchstmögliche Blendwirkung angegeben. Dies entspricht nur selten den realen Umgebungsbedingungen und auch Informationen über möglichen Sichtschutz durch Bäume, Gebäude oder andere Objekte können nicht ausreichend verarbeitet werden. Auch Wettereinflüsse wie z.B. Frühnebel/Dunst oder lokale Besonderheiten der Wetterbedingungen können nicht berechnet werden. Die Entfernung zur Blendquelle fließt in die Berechnung ein, jedoch sind sich die Experten uneinig ab welcher Entfernung eine Blendwirkung durch PV-Anlagen zu vernachlässigen ist. In der Licht-Leitlinie⁵ wird eine Entfernung von 100 m genannt. Die durchgeführten Berechnungen wurden u.a. mit Simulationen und Modellen des Sandia National Laboratories⁵, New Mexico überprüft.

⁴ US Federal Aviation Administration (FAA) guidelines for analyzing flight paths:
<https://www.gpo.gov/fdsys/pkg/FR-2013-10-23/pdf/2013-24729.pdf>

⁵ Licht-Leitlinie Seite 22: Immissionsorte, die sich weiter als ca. 100 m von einer Photovoltaikanlage entfernt befinden erfahren erfahrungsgemäß nur kurzzeitige Blendwirkungen.

3.5 Standorte für die Analyse

Bei der Analyse von potenziellen Blendwirkungen wird das Auftreffen von Reflexionen, die Dauer und die Intensität an einem festgelegten Messpunkt (Immissionsort) untersucht, es geht nicht um die Sichtbarkeit oder die optische Bewertung der PV-Anlage. Das Auftreffen von Reflexionen an einem Messpunkt wird zunächst rechnerisch ermittelt, unabhängig von der Ausrichtung der Fahrbahn/Bahnstrecke bzw. der Fahrtrichtung (RiFa) und unabhängig davon ob Reflexionen überhaupt wahrnehmbar sein können. Bei der anschließenden Analyse und Bewertung einer potenziellen Blendwirkung durch diese Reflexionen werden allerdings zusätzliche Aspekte einbezogen, u.a. die relevante Blickrichtung, die Entfernung zur Immissionsquelle sowie die örtlichen Gegebenheiten.

Die Analyse kann aus technischen Gründen nicht für beliebig viele Messpunkte durchgeführt werden. Je nach Größe und Beschaffenheit der PV-Anlage werden in der Regel 4 - 5 Messpunkte exemplarisch gewählt und die jeweils im Jahresverlauf auftretenden Reflexionen ermittelt. Die Messpunkte (Position und Höhe) werden anhand von Erfahrungswerten sowie den Ausführungen der Lichtleitlinie zu schutzwürdigen Zonen festgelegt. U.a. können Objekte im Süden von PV-Anlagen aufgrund des Strahlenverlaufs gemäß Reflexionsgesetz nicht von potenziellen Reflexionen erreicht werden und werden daher nur in besonderen Fällen untersucht.

Für die Analyse der potenziellen Blendwirkung wurden exemplarisch insgesamt 4 Messpunkte festgelegt und die jeweils im Jahresverlauf auftretenden Reflexionen ermittelt. 3 Messpunkte im Verlauf der L162 sowie 1 Messpunkt im Bereich von umliegenden Gebäuden. Die exakten GPS-Koordinaten der Messpunkte finden sich auch im Anhang. Weitere Gebäude wurden nicht untersucht, da aufgrund von Entfernung, und/oder Winkel zur Immissionsquelle keine Reflexionen zu erwarten sind. Die Einzelergebnisse sind im Abschnitt 4 dargestellt und kommentiert.

Die folgende Übersicht zeigt die gewählten Messpunkte:



Bild 3.5.1: Übersicht über die PV-Anlage und die gewählten Messpunkte (Quelle: Google Earth/SolPEG)

3.6 Hinweise zum Simulationsverfahren

Licht-Leitlinie

Grundlage für die Berechnung und Beurteilung von Lichtimmissionen ist in Deutschland die sog. Licht-Leitlinie, die erstmals 1993 durch die Bund/Länder - Arbeitsgemeinschaft für Immissionsschutz (LAI) verfasst wurde. Die Licht-Leitlinie ist weder eine Norm noch ein Gesetz sondern lt. LAI Vorbemerkung "**... ein System zur Beurteilung der Wirkungen von Lichtimmissionen auf den Menschen**" welches ursprünglich für die Bemessung von Lichtimmissionen durch Flutlicht- oder Beleuchtungsanlagen von Sportstätten konzipiert wurde. Anlagen zur Beleuchtung des öffentlichen Straßenraumes, Blendwirkung durch PKW Scheinwerfer usw. werden nicht behandelt.

Im Jahr 2000 wurden Hinweise zu schädlichen Einwirkungen von Beleuchtungsanlagen auf Tiere - insbesondere auf Vögel und Insekten - und Vorschläge zu deren Minderung ergänzt. Ende 2012 wurde ein 4-seitiger Anhang zum Thema Reflexionen durch Photovoltaik (PV) Anlagen hinzugefügt.

Lichtimmissionen gehören nach dem BImSchG zu den schädlichen Umwelteinwirkungen, wenn sie nach Art, Ausmaß oder Dauer geeignet sind, **erhebliche Nachteile** oder **erhebliche Belästigungen** für die Allgemeinheit oder für die Nachbarschaft **herbeizuführen**. Bedauerlicherweise hat der Gesetzgeber die immissionsschutzrechtliche **Erheblichkeit** für Lichtimmissionen bisher nicht definiert und eine Definition auch nicht in Aussicht gestellt.

Für Reflexionen durch PV-Anlagen ist in der Licht-Leitlinie ein Immissionsrichtwert von maximal 30 Minuten pro Tag und maximal 30 Stunden pro Jahr angegeben. Diese Werte wurden nicht durch wissenschaftliche Untersuchungen mit entsprechenden Probanden in Bezug auf Reflexionen durch PV-Anlagen ermittelt, sondern stammen aus einer Untersuchung zur Belästigung durch periodischen Schattenwurf und Lichtreflexe ("Disco-Effekt") von Windenergieanlagen (WEA).

Auch in diesem Bereich hat der Gesetzgeber bisher keine rechtsverbindlichen Richtwerte für die Belästigung durch Lichtblitze und bewegten, periodischen Schattenwurf durch Rotorblätter einer WEA erlassen oder in Aussicht gestellt. Die Übertragung der Ergebnisse aus Untersuchungen zum Schattenwurf von WEA Rotoren auf unbewegliche Installationen wie PV-Anlagen ist unter Experten äußerst umstritten und vor diesem Hintergrund hat eine individuelle Bewertung von Reflexionen durch PV-Anlagen Vorrang vor den rechnerisch ermittelten Werten.

Allgemeiner Konsens ist die Notwendigkeit von weiterführenden Forschung und Konkretisierung der vorhandenen Regelungen. U.a.

Christoph Schierz, TU Ilmenau, FG Lichttechnik, 2012:

Welches die zulässige Dauer einer Blendwirkung sein soll, ist eigentlich keine wissenschaftliche Fragestellung, sondern eine der gesellschaftlichen Vereinbarung: Wie viele Prozent stark belastigter Personen in der exponierten Bevölkerung will man zulassen? Die Wissenschaft müsste aber eine Aussage darüber liefern können, welche Expositionsdauer zu welchem Anteil stark Belastigter führt. Wie bereits erwähnt, stehen Untersuchungen dazu noch aus. .. Es existieren noch keine rechtlichen oder normativen Methoden zur Bewertung von Lichtimmissionen durch von Solaranlagen gespiegeltes Sonnenlicht.

Michaela Fischbach, Wolfgang Rosenthal, Solarpraxis AG:

Während die Berechnungen möglicher Reflexionsrichtungen klar aus geometrischen Verhältnissen folgen, besteht hinsichtlich der Risikobewertung reflektierten Sonnenlichts noch erheblicher Klärungsbedarf... Im Zusammenhang mit der Übernahme zeitlicher Grenzwerte der Schattenwurfrichtlinie besteht noch Forschungsbedarf hinsichtlich der belastigenden Wirkung statischer Sonnenlichtreflexionen. Da in der Licht-Richtlinie klar unterschieden wird zwischen konstantem und Wechsellicht und es sich beim periodischen Schattenwurf von Windenergieanlagen um das generell stärker belastigende Wechsellicht handelt, liegt die Vermutung nahe, dass zeitliche Grenzwerte für konstante Sonnenlichtreflexionen deutlich über denen der Schattenwurfrichtlinie anzusetzen wären.

Schutzwürdige Räume

In der Licht-Leitlinie sind einige "schutzwürdige Räume" - also ortsfeste Standorte - aufgeführt, für die zu bestimmten Tageszeiten störende oder belästigende Einflüsse durch Lichtimmissionen zu vermeiden sind. Es fehlt⁸ allerdings eine Definition oder Empfehlung zum Umgang mit Verkehrswegen und auch zu Schienen- und Kraftfahrzeugen als "beweglichen" Räumen. Eine Blendwirkung an beweglichen Standorten ist in Bezug zur Geschwindigkeit zu sehen, d.h. eine Reflexion kann an einem festen Standort über mehrere Minuten auftreten, ist jedoch bei der Vorbeifahrt mit 100 km/h ggf. nur für Sekundenbruchteile wahrnehmbar. Aber trotz einer physiologisch unkritischen Leuchtdichte kann die Blendwirkung durch frequente Reflexionen subjektiv als störend empfunden werden (psychologische Blendwirkung). Vor diesem Hintergrund kann die Empfehlung der Licht-Leitlinie in Bezug auf die maximale Dauer von Reflexionen in "schutzwürdigen Räumen" nicht ohne weiteres auf Fahrzeuge übertragen werden. Die reinen Zahlen der Simulationsergebnisse sind immer auch im Kontext zu verstehen.

Einfallswinkel der Reflexion

Die Fachliteratur enthält ebenfalls keine einheitlichen Aussagen zur Berechnung und Beurteilung der Blendwirkung von Fahrzeugführern durch reflektiertes Sonnenlicht und auch unter den Experten gibt es bislang keine einheitliche Meinung, ab welchem Winkel eine Reflexion bei Tageslicht als objektiv störend empfunden wird. Dies hängt u.a. mit den Abbildungseigenschaften des Auges zusammen wonach die Dichte der Helligkeitsrezeptoren (Zapfen) außerhalb des zentralen Schärfepunktes (Fovea Centralis) abnimmt.

Überwiegend wird angenommen, dass Reflexionen in einem Winkel ab 20° zur Blickrichtung keine Beeinträchtigung darstellen. In einem Winkel zwischen 10° - 20° können Reflexionen eine moderate Blendwirkung erzeugen und unter 10° werden sie überwiegend als Beeinträchtigung empfunden. Vor diesem Hintergrund ist in dieser Untersuchung der für Reflexionen relevante Blickwinkel als Fahrtrichtung +/- 20° definiert.

Entfernung zur Immissionsquelle

Lt. Licht-Leitlinie "erfahren Immissionsorte, die sich weiter als ca. 100 m von einer Photovoltaikanlage entfernt befinden, erfahrungsgemäß nur kurzzeitige Blendwirkungen. Lediglich bei ausgedehnten Photovoltaikparks **könnten** auch weiter entfernte Immissionsorte noch relevant sein."

Die von der SolPEG seit 2015 in über 700 Blendgutachten überwiegend verwendete Simulationssoftware ForgeSolar⁹ basiert auf einer Entwicklung der US Sandia National Laboratories¹⁰. Die Software wird mittlerweile auch von anderen Gutachtern verwendet und könnte als Stand der Technik bezeichnet werden - obwohl (uns) Limitationen bekannt sind. Eine versierte Bedienung der Software ist unerlässlich für korrekte Ergebnisse.

Bei der Simulation werden alle Reflexionen berücksichtigt, die aufgrund des Strahlenverlaufs gemäß Reflexionsgesetz physikalisch auftreten können. Daher sind die reinen Ergebniswerte als konservativ/extrem anzusehen und werden ggf. relativiert bewertet. Insbesondere werden mögliche Reflexionen geringer gewichtet wenn die Immissionsquelle mehr als 100 m entfernt ist.

⁸ Licht-Leitlinie "2. Anwendungsbereich", Seite 2 ff., bzw. Anhang 2 ab Seite 22

⁹ <https://forgesolar.com> is based on the licensed software from Sandia National Laboratories.

¹⁰ Solar Glare Hazard Analysis Tool ("SGHAT") der Sandia National Laboratories: <https://www.sandia.gov/glare-tools>

Sonstige Einflüsse

Aufgrund von technischen Limitierungen geht die Simulationssoftware zu jedem Zeitpunkt von sog. clear-sky Bedingungen aus, d.h. einem wolkenlosen Himmel und entsprechender Sonneneinstrahlung. Daher stellt das Simulationsergebnis immer die höchstmögliche Blendwirkung dar.

Dies entspricht nicht den realen Wetterbedingungen insbesondere in den Morgen- oder Abendstunden, in denen die Reflexionen auftreten können. Einflüsse wie z.B. Frühnebel, Dunst oder besondere, lokale Wetterbedingungen können nicht berechnet werden.

In der Lichtleitlinie gibt es keine Hinweise wie mit meteorologischen Informationen zu verfahren ist obwohl zahlreiche Datenquellen und Klima-Modelle (z.B. TMY¹¹) vorhanden sind. Der Deutsche Wetterdienst DWD hat für Deutschland für das Jahr 2023 eine mittlere Wolkenbedeckung¹² von ca. 68,8 % ermittelt. Der Durchschnittswert für den Zeitraum 1991-2020 liegt bei 62,5 % - 75 %.

Aber auch der Geländeverlauf und Informationen über möglichen Sichtschutz durch Hügel, Bäume oder andere Objekte können nicht ausreichend verarbeitet werden. Es handelt sich dabei allerdings um Limitierungen der Software und nicht um Vorgaben für die Berechnung von Reflexionen. Eine realitätsnahe Simulation ist mit der aktuell verfügbaren Simulationssoftware nur begrenzt möglich.

Kategorien von Reflexionen

Fachleute sind überwiegend der Meinung, dass die sog. Absolutblendung, die eine Störung der Sehfähigkeit bewirkt, ab einer Leuchtdichte von ca. 100.000 cd/m² beginnt. Störungen sind z.B. Nachbilder in Form von hellen Punkten nachdem in die Sonne geschaut wurde. Auch in der LAI Licht-Leitlinie ist dieser Wert angegeben (S. 21, der Wert ist bezogen auf die Tagesadaption des Auges).

Aber nicht alle Reflexionen führen zwangsläufig zu einer Blendwirkung, da es sich neben den messbaren Effekten auch in einem hohen Maß um eine subjektiv empfundene Erscheinung/Irritation handelt (Psychologische Blendwirkung). Das Forschungsinstitut Sandia National Laboratories (USA) hat verschiedene Untersuchungen auf diesem Gebiet analysiert und eine Skala entwickelt, die die Wahrscheinlichkeit für Störungen/Nachbilder durch Lichtimmissionen in Bezug zu ihrer Intensität kategorisiert. Diese Kategorisierung entspricht dem Bezug zwischen Leuchtdichte (W/cm²) und Ausdehnung (Raumwinkel, mrad). Die folgende Skizze zeigt die Bewertungsskala in der Übersicht und auch das hier verwendete Simulationsprogramm stellt die jeweiligen Messergebnisse in ähnlicher Weise dar.

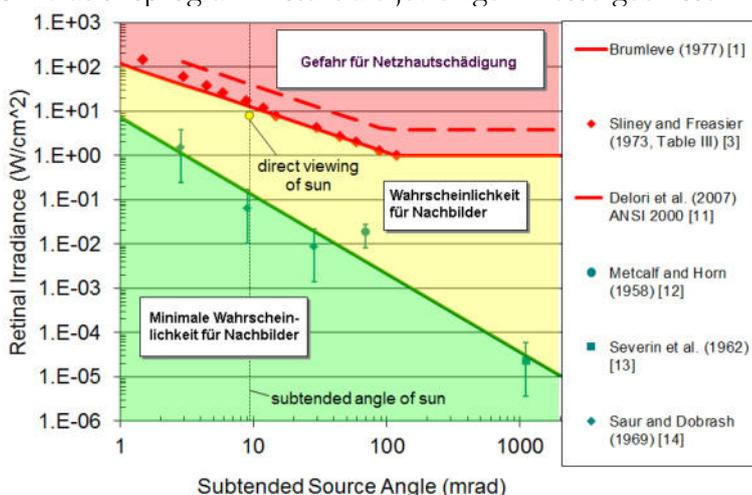


Bild 3.6.1: Kategorisierung von Reflexionen (Quelle: Sandia National Laboratories, siehe auch Diagramme im Anhang)

¹¹ Handbuch: <https://www.nrel.gov/docs/fy08osti/43156.pdf>

¹² DWD Service: https://www.dwd.de/DE/leistungen/rcccm/int/rcccm_int_cfc.html

Mittelwert 2023: https://www.dwd.de/DWD/klima/rcccm/int/rcc_eude_cen_cfc_mean_2023_17.png

Langjähriges Mittel 1991-2020: https://www.dwd.de/DWD/klima/rcccm/int/zeitreihen/rcc_eude_cen_cfc_refc9120_17.png

4 Ergebnisse

Die Berechnung der potenziellen Blendwirkung der PV-Anlage Bruchweiler wird für 3 exemplarisch gewählte Messpunkte (Immissionsorte) durchgeführt. Die exakten GPS-Koordinaten der Messpunkte sind unten aufgeführt. Aufgrund des Fahrbahn- bzw. Streckenverlaufes ist es nicht zielführend mehrere/ weitere Messpunkte in geringen Abstand zu untersuchen, da die Ausrichtung (Azimut) der Strecke und die Einfallswinkel von potenziellen Reflexionen nur unwesentlich abweichen und daher die Simulationsergebnisse entsprechend nur unwesentlich abweichen. Die Höhe der Messpunkte im Bereich der Straße ist auf 2 m über GOK festgelegt. Dies entspricht der gemittelten Sitzhöhe von PKW und LKW inkl. Transporter und SUV. Das ist ein eher konservativer Ansatz, da die Sitzhöhe bei der Mehrzahl der Verkehrsteilnehmer (PKW) nur ca. 1,20 m - 1,40 m beträgt. Eine Höhe von 2,5 m oder mehr ist unrealistisch und liegt außerhalb des Median.

Das Ergebnis ist die Anzahl von Minuten pro Jahr, in denen eine Blendwirkung der Kategorien „Minimal“ und „Gering“ auftreten kann. Die Kategorien entsprechen den Wertebereichen der Berechnungsergebnisse in Bezug auf Leuchtdichte und -dauer. Die Wertebereiche sind im Diagramm 3.6.1 auch als farbige Flächen dargestellt:

- Minimale Wahrscheinlichkeit für temporäre Nachbilder
- Geringe Wahrscheinlichkeit für temporäre Nachbilder

Die unbereinigten Ergebnisse (Rohdaten) beinhalten alle rechnerisch ermittelten Reflexionen, auch solche, die lt. Ausführungen der LAI Lichtleitlinie zu schutzwürdigen Zonen zu vernachlässigen sind. U.a. sind Reflexionen mit einem Differenzwinkel zwischen Sonne und Immissionsquelle von weniger als 10° zu vernachlässigen, da in solchen Konstellationen die Sonne selbst die Ursache für eine mögliche Blendwirkung darstellt. Auch Reflexionen die im „nächtlichen Zeitfenster“ von 22:00 – 06:00 Uhr auftreten würden, sind zu relativieren bzw. zu vernachlässigen. Nach Bereinigung der Rohdaten sind die Ergebnisse üblicherweise um ca. 20 - 50% geringer und es sind nur noch Werte der Kategorie „Gelb“ vorhanden. D.h. es besteht eine geringe Wahrscheinlichkeit für temporäre Nachbilder.

In einer weiteren Betrachtung werden die örtlichen Gegebenheiten und die Einfallswinkel der Reflexionen analysiert, da dieser entscheidend für die Wahrnehmung von Reflexionen ist. Prinzipiell könnte immer eine Blendwirkung auftreten wenn direkt in die Sonne geblickt wird und daher wird dies vermieden. Aber selbst wenn es z. B. aus Unachtsamkeit zu derartigen Konstellationen kommt, verhindern natürliche Reflexe wie Augen schließen, Änderung der Blickrichtung usw. eine Beeinträchtigung durch starke Lichtquellen. Dies gilt gleichermaßen auch für Reflexionen auf PV-Modulen bzw. eher weniger, da es sich um eher diffuse Reflexionen handelt und nicht um direktes Sonnenlicht. In folgenden Abschnitt werden die rechnerisch ermittelten Ergebnisse an den jeweiligen Immissionsorten kommentiert. Die folgende Tabelle zeigt Details zu den einzelnen Messpunkten.

Tabelle 3: Details zu den einzelnen Messpunkten (Immissionsorten):

Messpunkt Bezeichnung	Breitengrad [°N]	Längengrad [°O]	Geländehöhe ¹³ ü. N.N. [m]	Messpunkt ü. N.N. [m]	Reflexionen
P1 L162, nordöstlich	49.791536	7.217170	520,69	522,69	nicht relevant ^W
P2 L162, westlich	49.789691	7.215559	532,76	534,76	nicht relevant ^W
P3 L162, südwestlich	49.787918	7.213773	534,73	536,73	nicht relevant ^W
P4 Gebäude nordöstlich	49.795285	7.221865	532,80	534,80	-

^W = Aufgrund des Einfallswinkels nicht relevant, ^E = Entfernung, ^D = Dauer, ^S = Sichtschutz/Geländestruktur

¹³ GPS Längengrad, Breitengrad und Höhenangaben gemäß Google Earth Datenbasis (WGS84 / World Geodetic System 1984)

4.1 Ergebnisse am Messpunkt P1, L162 nördlich

Am Messpunkt P1 auf der L162 können theoretisch Reflexionen durch die PV-Anlage auftreten. Diese können zwischen dem 20. Mai - 23. Juli zwischen 20:01 - 20:26 Uhr für 5 bis max. 18 Minuten aus westlicher Richtung auftreten. Die Einfallswinkel liegen bei der Fahrt Richtung Südwesten mit ca. $+79^\circ$ bis $+87^\circ$ rechts (westlich) zur Fahrtrichtung allerdings deutlich außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels/Sektors (Fahrtrichtung $\pm 20^\circ$, 100 m Sichtweite) und daher sind potenzielle Reflexionen nicht relevant.

Auf Basis der vorliegenden Ergebnisse kann eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern oder gar eine Blendwirkung durch die PV-Anlage ausgeschlossen werden. Die Sicherheit und Leichtigkeit des Verkehrs ist gewährleistet.

Die folgende Skizze zeigt die Situation am Messpunkt P1 auf Basis der unbereinigten Rohdaten.

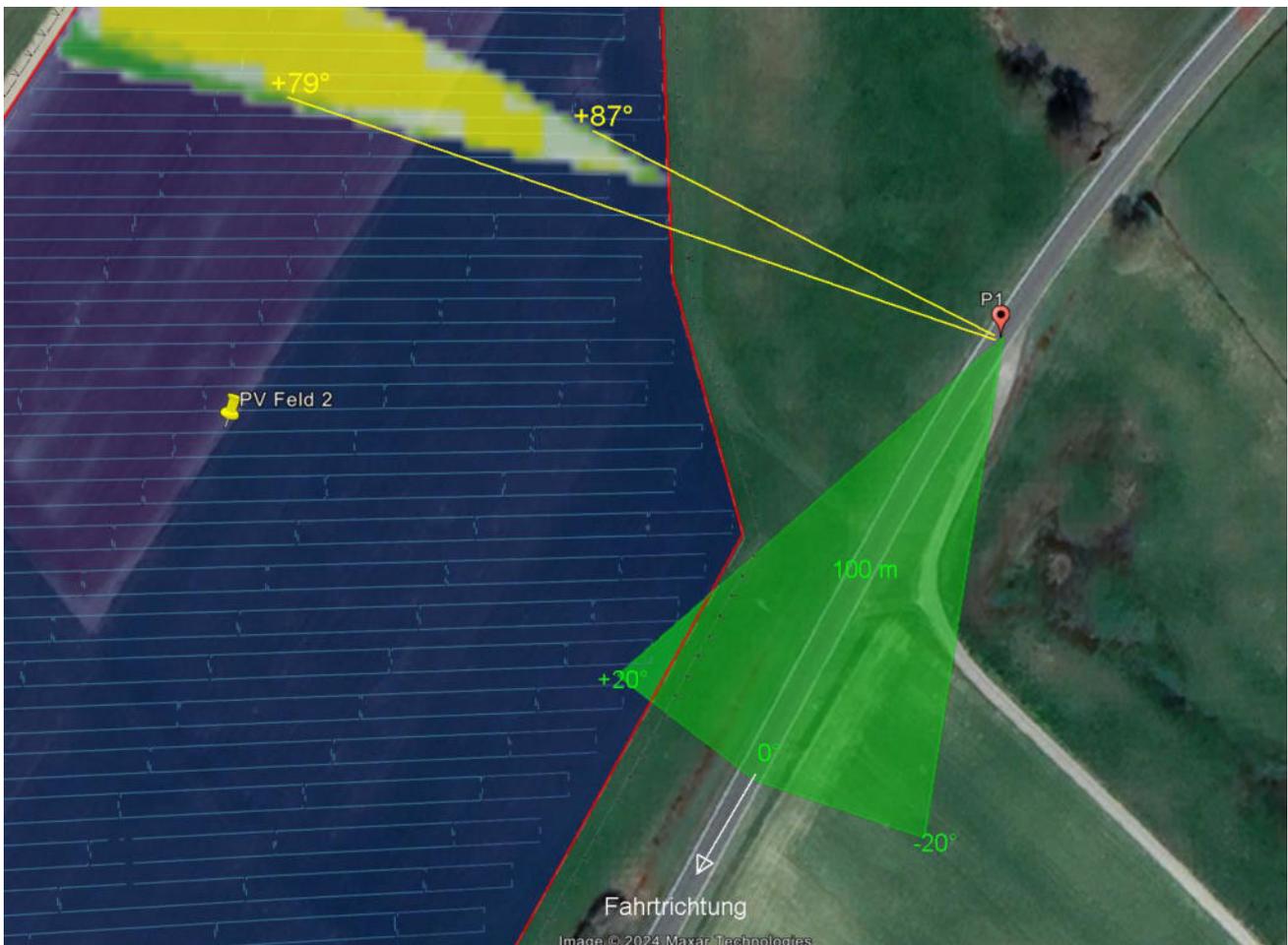


Bild 4.1.1: Situation am Messpunkt P1 (Quelle: Google Earth / SolPEG)

Der Grün markierte Bereich symbolisiert den für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkel. Im Gelb/Grün markierten Bereich könnten rein rechnerisch Reflexionen auftreten. Nach Bereinigung der Rohdaten ist der Bereich kleiner bzw. schmaler.

Das folgende Foto zeigt die Situation im Bereich von Messpunkt P1 mit Blick Richtung Südwesten aus Sicht des Fahrzeugführers aus leicht erhöhter Position (ca. 2,1 m). Der relevante Sichtbereich ist leicht heller dargestellt. Das Foto verdeutlicht, dass das PV-Feld 2 teilweise im Randbereich sichtbar ist aber potenzielle Reflexionen wären weiter rechts außerhalb des Bildes.



Bild 4.1.2: Foto am Messpunkt P1, Blick Richtung Südwesten (Quelle: Google StreetView, Juni 2022, Ausschnitt)

4.2 Ergebnisse am Messpunkt P2, L162 östlich

Am Messpunkt P2 auf der L162 können theoretisch Reflexionen durch die PV-Anlage auftreten. Diese können zwischen dem 20. April - 21. August zwischen 19:30 - 20:08 Uhr für 5 bis max. 24 Minuten aus westlicher Richtung auftreten. Die Einfallswinkel liegen bei der Fahrt Richtung Südwesten mit ca. $+71^\circ$ bis $+85^\circ$ rechts (westlich) zur Fahrtrichtung allerdings auch in diesem Abschnitt deutlich außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels und daher sind potenzielle Reflexionen nicht relevant. Reflexionen können zu keinem Zeitpunkt den Seiten- oder Rückspiegel¹⁴ in einem relevanten Winkel erreichen.

Auf Basis der vorliegenden Ergebnisse kann eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern oder gar eine Blendwirkung durch die PV-Anlage ausgeschlossen werden. Die Sicherheit und Leichtigkeit des Verkehrs ist gewährleistet.

Die folgende Skizze zeigt die Situation am Messpunkt P2 auf Basis der unbereinigten Rohdaten.

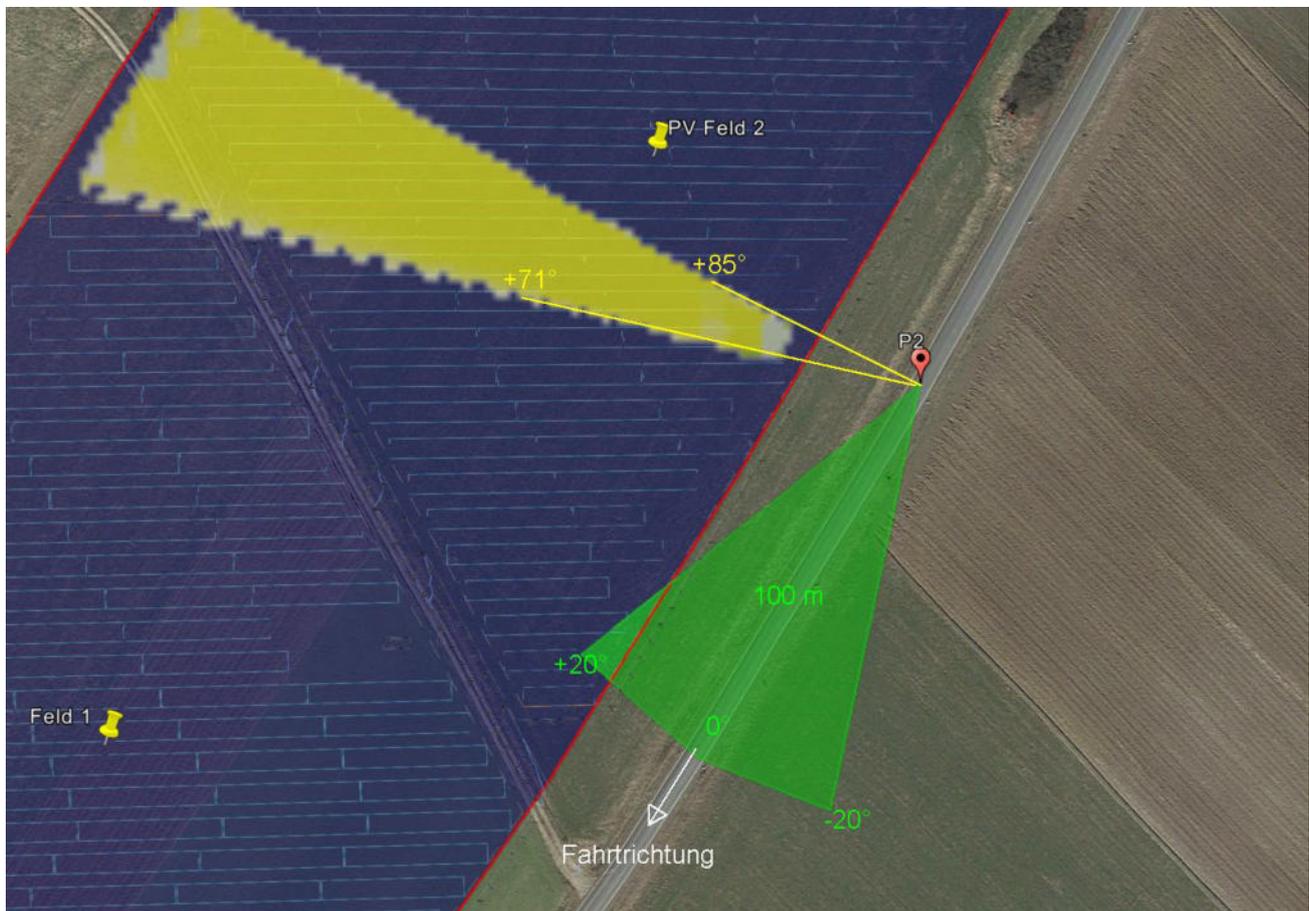


Bild 4.2.1: Situation am Messpunkt P2 (Quelle: Google Earth / SolPEG)

Der Grün markierte Bereich symbolisiert den für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkel (Fahrtrichtung $\pm 20^\circ$, 100 m Sichtweite). Im Gelb/ Grün markierten Bereich könnten rein rechnerisch Reflexionen auftreten. Nach Bereinigung der Rohdaten ist der Bereich kleiner bzw. schmaler.

¹⁴ Es gibt keine konkreten Vorgaben für den Sichtwinkel von Seiten- und Rückspiegeln, lediglich allgemeine Formulierungen, dass diese eine "ausreichende Sicht" oder ein "angemessenes Sichtfeld" ermöglichen sollen. Daher wird der Sichtwinkel hier mit $\pm 5^\circ$ zur Fahrtrichtung definiert. Überwiegend ist der Sichtwinkel durch die Größe der Heckscheibe bzw. die C-Säule begrenzt.

Das folgende Foto zeigt die Situation im Bereich von Messpunkt P2 mit Blick Richtung Südwesten aus Sicht des Fahrzeugführers aus leicht erhöhter Position (ca. 2,1 m). Der relevante Sichtbereich ist leicht heller dargestellt. Auch dieses Foto verdeutlicht, dass das PV-Feld 2 teilweise im Randbereich sichtbar ist aber potenzielle Reflexionen wären weiter rechts außerhalb des Bildes.

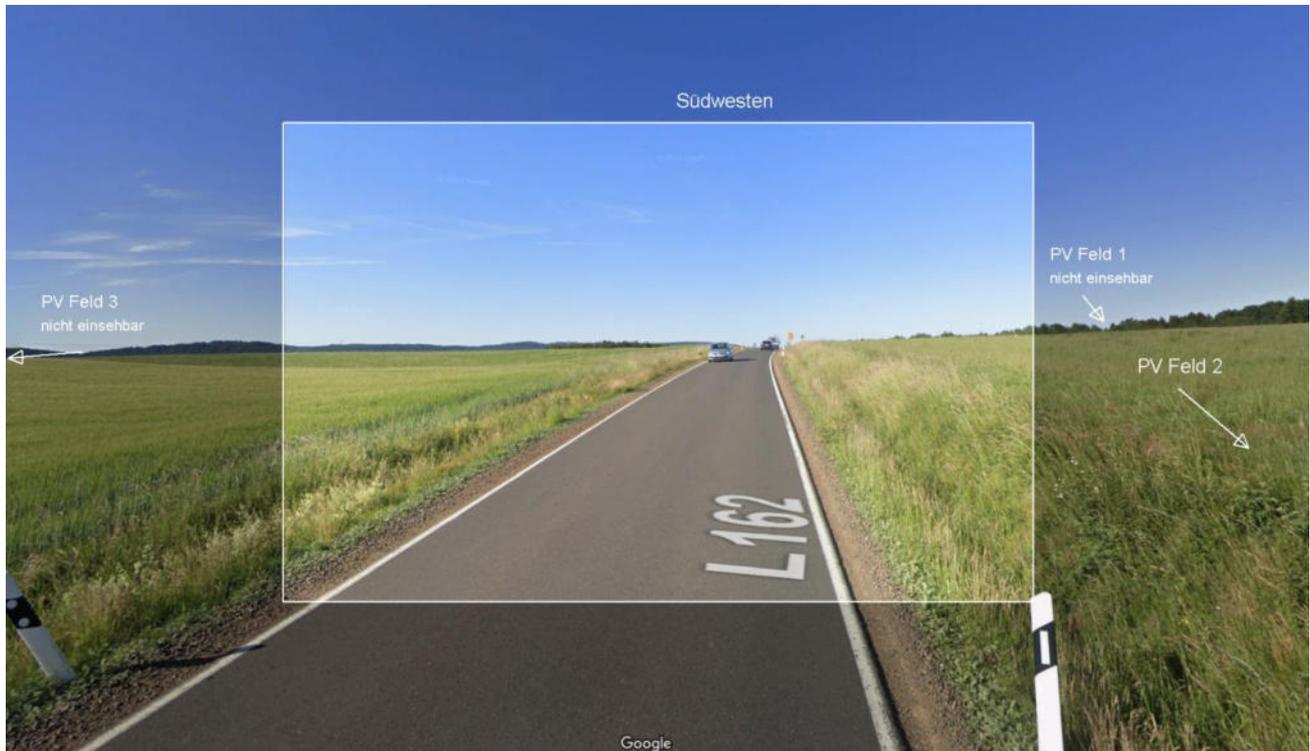


Bild 4.2.2: Foto am Messpunkt P2, Blick Richtung Südwesten (Quelle: Google StreetView, Juni 2022, Ausschnitt)

Das PV-Feld 3 ist aufgrund der Geländestructur im Verlauf der L162 aus nicht einsehbar.

4.3 Ergebnisse am Messpunkt P3, L162 südöstlich

Aufgrund des Streckenverlaufes können am Messpunkt P3 auf der L162 in ähnlicher Weise wie auch am Messpunkt P2 theoretisch Reflexionen durch die PV-Anlage auftreten. Diese können zwischen dem 25. April - 15. August zwischen 19:38 - 20:08 Uhr für 5 bis max. 17 Minuten aus westlicher Richtung auftreten. Die Einfallswinkel liegen bei der Fahrt Richtung Südwesten mit ca. $+72^\circ$ bis $+87^\circ$ rechts (westlich) zur Fahrtrichtung allerdings auch in diesem Abschnitt deutlich außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels und daher sind potenzielle Reflexionen nicht relevant.

Auf Basis der vorliegenden Ergebnisse kann eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern oder gar eine Blendwirkung durch die PV-Anlage ausgeschlossen werden. Die Sicherheit und Leichtigkeit des Verkehrs ist gewährleistet.

Die folgende Skizze zeigt die Situation am Messpunkt P3 auf Basis der unbereinigten Rohdaten.

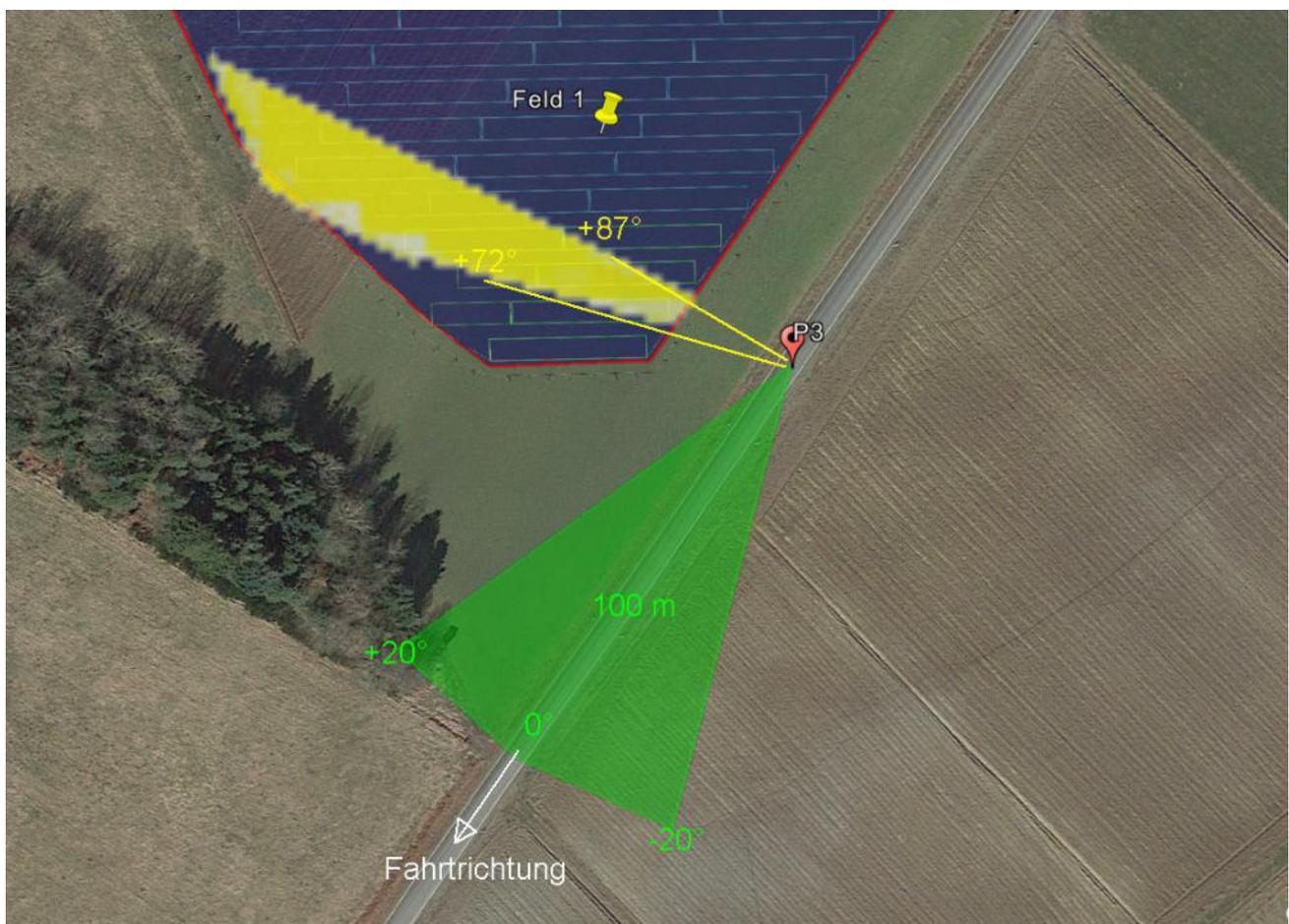


Bild 4.3.1: Situation am Messpunkt P3 (Quelle: Google Earth / SolPEG)

Der Grün markierte Bereich symbolisiert den für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkel (Fahrtrichtung $\pm 20^\circ$, 100 m Sichtweite). Im Gelb/ Weiß markierten Bereich könnten rein rechnerisch Reflexionen auftreten. Nach Bereinigung der Rohdaten ist der Bereich kleiner bzw. schmaler.

Das folgende Foto zeigt die Situation im Bereich von Messpunkt P3 mit Blick Südwesten aus Sicht des Fahrzeugführers aus leicht erhöhter Position (ca. 2,1 m). Der relevante Sichtbereich ist leicht heller dargestellt. Das Foto verdeutlicht, dass das PV-Feld 1 teilweise im Randbereich sichtbar ist aber potenzielle Reflexionen wären weiter rechts, außerhalb des relevanten Sichtwinkels, außerhalb des Bildes.



Bild 4.3.2: Foto am Messpunkt P3, Blick Richtung Südwesten (Quelle: Google StreetView, Juni 2022, Ausschnitt)

Die folgende Skizze zeigt den Geländeverlauf zwischen der L162 und dem PV-Feld 3 und verdeutlicht, dass aufgrund der Geländestruktur kein direkter Sichtkontakt zur Immissionsquelle besteht.

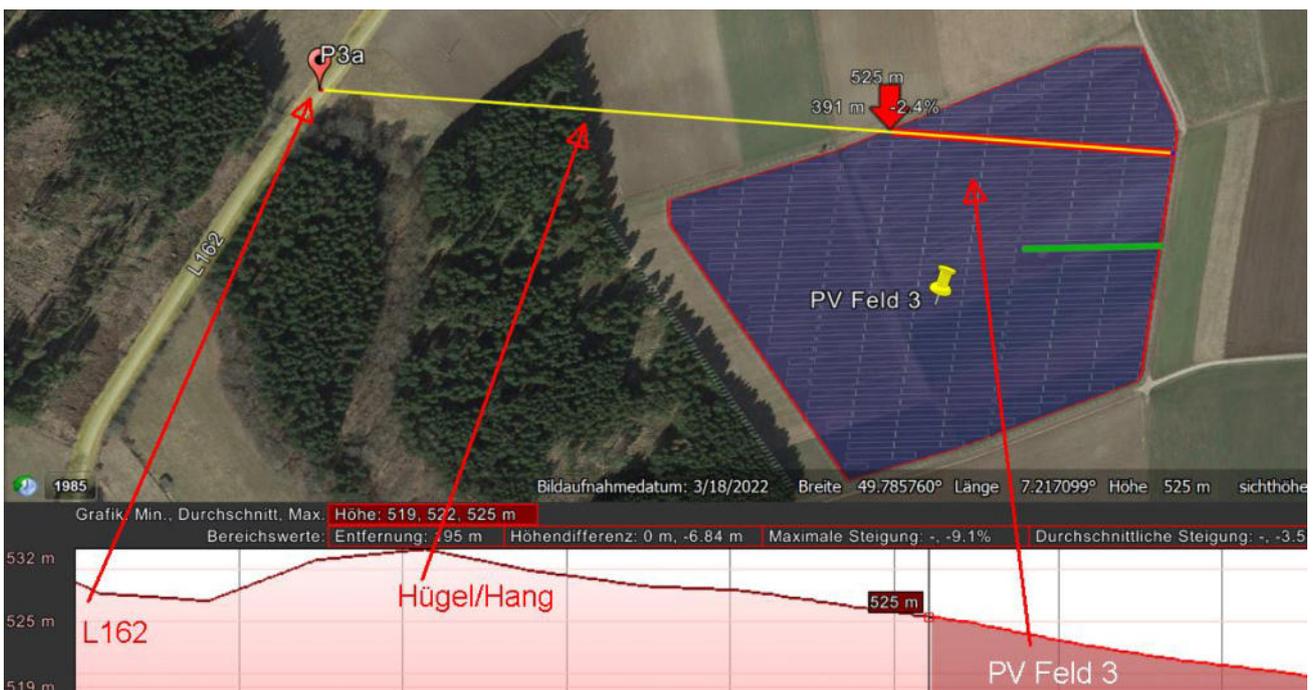


Bild 4.3.3: Geländeverlauf zwischen L162 und PV-Feld 3 (Quelle: Google Earth / SolPEG)

4.4 Ergebnisse am Messpunkt P4, Gebäude nördlich

Messpunkt P4 im Bereich der Gebäude, ca. 550 m nördlich von PV-Feld 2, wurde zu Kontrollzwecken untersucht, da aufgrund des Strahlenverlaufs gemäß Reflexionsgesetz nicht mit Reflexionen durch die PV-Anlage zu rechnen ist. Erwartungsgemäß zeigt die Simulation keine Ergebnisse und daher kann eine Beeinträchtigung von Anwohnern durch die PV-Anlage bzw. eine „erhebliche Belästigung“ im Sinne der LAI Lichtleitlinie ausgeschlossen werden. Dies gilt gleichermaßen auch für die Nachbargebäude.

5 Zusammenfassung der Ergebnisse

Lt. aktueller Gesetzgebung (§2 EEG) liegt die Nutzung Erneuerbarer Energien im überragenden öffentlichen Interesse und dient der öffentlichen Sicherheit. Der priorisierte Ausbau der erneuerbaren Energien als wesentlicher Teil des Klimaschutzgebotes soll im Rahmen einer Schutzgüterabwägung nur in Ausnahmefällen überwunden werden.

Durch den Einsatz von hochwertigen PV-Modulen hat der Auftraggeber die nach aktuellem Stand der Technik möglichen Maßnahmen zur Vermeidung von potenziellen Reflexionen ergriffen. Die Simulation von potenziellen Reflexionen und die Analyse der Ergebnisse wurde für 4 exemplarisch gewählte, repräsentative Messpunkte (Immissionsorte) im Umfeld der PV-Anlage durchgeführt.

Die Analyse zeigt im Verlauf der L162 nur eine geringfügige, theoretische Wahrscheinlichkeit für Reflexionen. Die Einfallswinkel liegen allerdings deutlich außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels/Sektors und daher sind potenzielle Reflexionen nicht relevant. Aufgrund des Strahlenverlaufes gemäß Reflexionsgesetz sind keine Reflexionen im Seiten- und Rückspiegel nachweisbar. Anhand der ausgewerteten Ergebnisse kann eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern durch die PV-Anlage mit hinreichender Sicherheit ausgeschlossen werden. Die Sicherheit und Leichtigkeit des Verkehrs ist gewährleistet.

Im Bereich der nördlich gelegenen Gebäude sind keine Reflexionen durch die PV-Anlage nachweisbar. Eine Beeinträchtigung von Anwohnern durch die PV-Anlage bzw. „eine erhebliche Belästigung“ im Sinne der LAI Lichtleitlinie kann ausgeschlossen werden. In der weiteren Umgebung sind keine relevanten Gebäude oder schutzwürdige Zonen vorhanden.

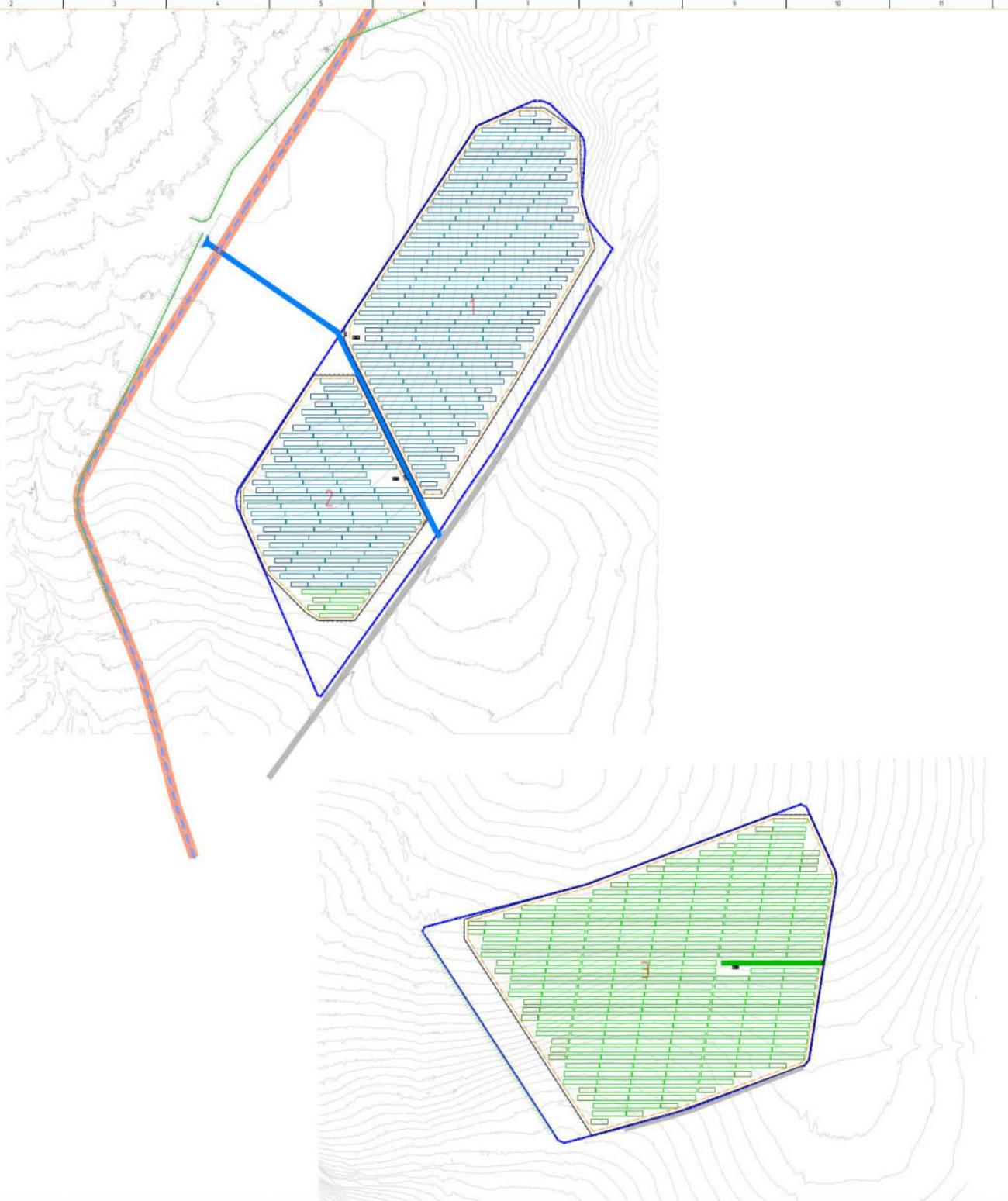
Aus Immissionsschutzrechtlicher Sicht bestehen keine Einwände gegen das Bauvorhaben.

6 Schlussbemerkung

Die hier dargestellten Untersuchungen, Sachverhalte und Einschätzungen wurden nach bestem Wissen und Gewissen und anhand von vorgelegten Informationen, eigenen Untersuchungen und weiterführenden Recherchen angefertigt. Eine Haftung für etwaige Schäden, die aus diesen Ausführungen bzw. weiteren Maßnahmen erfolgen, kann nicht übernommen werden.

Hamburg, den 08.04.2024


Dieko Jacobi / SolPEG GmbH



STANDORT LOCATION				
Land / Country	Deutschland			
Adresse / Address	Bruchweiler			
Koordinaten / Coordinates	7°12'51.0" N, 49°47'24.4" E			
Hohe NHN / Elevation a.s.l.	540 m			
UNTERKONSTRUKTION RACK LAYOUT				
Neigung / Azimuth	0°			
Modulabstand / TR	30°			
Front / Pitch	7.5 - 8.5 m			
Reihenabstand / Row-to-row distance	3 - 4 m			
UK-Anordnung / Rack set-up	2V28 / 2V14			
Leistung pro UK / Power per rack	34.16 / 17.08 Wp 33.88 / 16.94 Wp			
PV MODULE PV MODULES				
Modultyp / Module type	Bifacial			
Modulleistung / Module power	610 Wp 605 Wp			
Modulmaße / Module size	2.302 x 1.134 x 30 mm			
Module pro String / Modules per string	28			
WECHSELRICHTER TRANSFORMATOR INVERTER - TRANSFORMER STATION				
WR-Typ / Inverter type	String			
WR-Leistung / Inverter power	320 kVA @40°C / 352 kVA @30°C			
Nr. Trafo-Stationen / Nr of transformers	4			
GESAMTZAHL				
Eingestakte Fläche / Fitted area	FLÄCHE 1	FLÄCHE 2	FLÄCHE 3	GESAMTZAHL
2,0 ha	2,0 ha	7,2 ha	16,3 ha	
2,0 ha	700 m	1,031 m	2,730 m	
129	32	239	400	
32	16	26	74	
336	190	904	1.630	
0	336	14.112	14.448	
9.464	4.364	0	14.448	
9.464	3.964	14.112	28.000	
1	0	21	22	
0.73 MWp	3.21 MWp	8.01 MWp	11.95 MWp	
4.48 MVA	2.58 MVA	6.72 MVA	13.78 MVA	
4.89 MVA	3.82 MVA	7.39 MVA	16.14 MVA	
NETZANSCHLUSSLEISTUNG CAPACITY AT GRID CONNECTION POINT				
Nom. AC Leistung am Ausgang / Nominal output AC power	15 MW			



LEGEND / LEGENDE	
	Disputed area / Grenzstreifen / Eigentumsfrage
	Dist. link fence / Grenzstreifen
	Building line, max. dist. to fence 3 m / Baugrenze, max. Abstand zu Zaunlinie 3 m
	Internal road, 3.0 m / Interner Abweg, 3 m
	Setback zone, 10 m / Abstandszone, 10 m
	Access easement, gravel pavement / Durchweg, Schotter deckend
	Back system 2V14 - 10 Wp / Unterkonstruktion 2V14 - 10 Wp
	Back system 2V14 - 60 Wp / Unterkonstruktion 2V14 - 60 Wp
	Back system 2V14 - 10 Wp / Unterkonstruktion 2V14 - 10 Wp
	Back system 2V14 - 60 Wp / Unterkonstruktion 2V14 - 60 Wp
	Transformer station / Trafostation
	Forest boundary / Waldgrenze
	Third-party line provider: water supply / fremder Leitungsträger: Wasserversorgung

PRELIMINARY
use internally only

Area 3 path 1 traffic volume of vehicles reduced to 10 according	REV.	09.02.2024	AA-2
Site area, change modules to 600Wp Wp 30/205, distribution, see plan	REV.	21.02.2024	AA-2
Site No 20	REV.	09.02.2024	AA-1
Change modules to 600 Wp, see area, see plan	REV.	09.02.2024	AA-2
Change area	REV.	09.02.2024	AA-2
Add main entrance gates, maintenance paths and tracks	REV.	09.02.2024	AA-2
Legal issue	REV.	23.02.2024	AA-1
Project	REV.	09.02.2024	AA-2
2024-01-10_09_02_09_AA-2_MFC.dwg	Project	ETRS89UTM-32N	
	Solar Farm	Sheet No.	DE/602-061
	Bruchweiler	Project	BES_ESD_ENG001
	Preliminary general plant layout	Scale	1:1000
	Conceptual design	Date	07.02.2024
		Time	09:01:00
		Scale	1:1000

Hi-MO 5

(G2)

LR5-72HIBD 530~550M

- Geeignet für ultragroße Kraftwerke
- Überlegene Moduleffizienz durch fortschrittliche Technologie
 - M10 Gallium-dotierter Wafer
 - Integriertes Segmentiertes Band
 - Half-Cut-Zelle mit 9 Busbars
- Global validierte bifaziale Energieausbeute
- Höchste Modulqualität sichert Langzeitzuverlässigkeit

12

12 Jahre Produktgarantie auf
Materialien und Verarbeitung

30

30 Jahre zusätzlich lineare
Leistungsgarantie

Vollständige Produktzertifizierung

IEC 61215, IEC 61730, UL 61730

ISO9001:2015: ISO Qualitätsmanagementsystem

ISO14001: 2015: ISO Umweltmanagementsystem

ISO45001: 2018: Gesundheit und Sicherheit am Arbeitsplatz

IEC62941: Erhöhte Zuverlässigkeit der Bauartegnung

LONGI



21.3%

MAXIMALE
MODULEFFIZIENZ

0~3%

LEISTUNGSTOLERANZ

<2%

LEISTUNGSDEGRADATION
IM ERST JAHR

0.45%

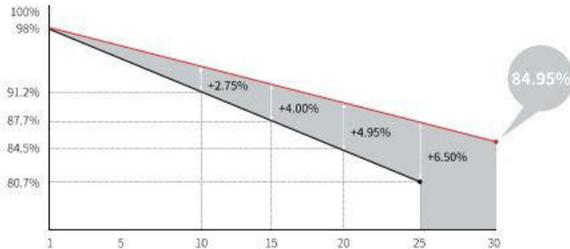
LEISTUNGSDEGRADATION
IN DEN JAHREN 2-30

HALF-CELL

Niedrigere Betriebstemperatur

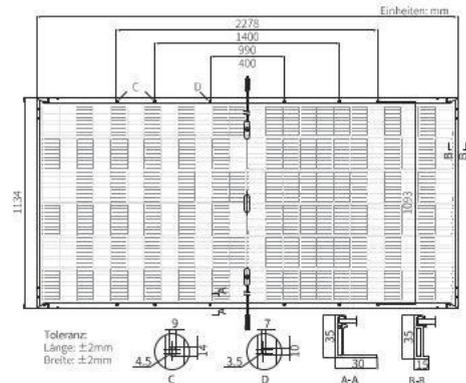
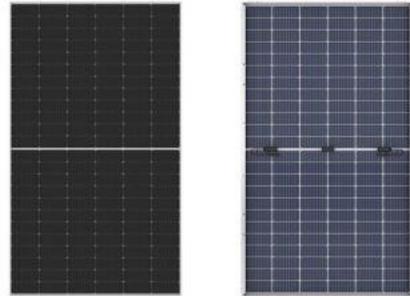
Weitere Daten

30 Jahre Stromversorgungsgarantie



Mechanische Parameter

Zellenanordnung	144 (6×24)
Anschlussdose	IP68, drei Dioden
Kabel	4mm ² , +400, -200mm Kundenspezifische Länge möglich
Steckverbinder	LONGI LR5 oder MC4 EVO2
Glas	Doppelseitiges Glas, 2,0+2,0mm hitzebeständiges Glas
Rahmen	Rahmen aus eloxierter Aluminiumlegierung
Gewicht	32.6kg
Abmessungen	2278×1134×35mm
Verpackungen	31 Stück pro Palette / 155 Stück pro 20'GP / 620 Stück pro 40'HC



Elektrische Eigenschaften

STC: AM1.5 1000W/m² 25°C

NOCT: AM1.5 800W/m² 20°C 1m/s

Testunsicherheit für P_{max} ±3%

Modultyp	LR5-72HIBD-530M		LR5-72HIBD-535M		LR5-72HIBD-540M		LR5-72HIBD-545M		LR5-72HIBD-550M	
	STC	NOCT								
Testbedingungen										
Maximale Leistung (P _{max} /W)	530	396.2	535	399.9	540	403.6	545	407.4	550	411.1
Leerlaufspannung (V _{oc} /V)	49.20	46.26	49.35	46.40	49.50	46.54	49.65	46.68	49.80	46.82
Kurzschlussstrom (I _{sc} /A)	13.71	11.07	13.78	11.12	13.85	11.17	13.92	11.23	13.99	11.29
Spannung bei maximaler Leistung (V _{mp} /V)	41.35	38.58	41.50	38.72	41.65	38.86	41.80	39.00	41.95	39.14
Strom bei maximaler Leistung (I _{mp} /A)	12.82	10.27	12.90	10.33	12.97	10.39	13.04	10.45	13.12	10.51
Modulwirkungsgrad (%)	20.5		20.7		20.9		21.1		21.3	

Elektrische Eigenschaften bei unterschiedlichem Leistungsgewinn durch die Modulrückseite (Referenz 540 W Leistung der Vorderseite)

P _{max} /W	V _{oc} /V	I _{sc} /A	V _{mp} /V	I _{mp} /A	P _{max} gain
567	49.50	14.54	41.65	13.61	5%
594	49.50	15.23	41.65	14.26	10%
621	49.60	15.92	41.75	14.91	15%
648	49.60	16.62	41.75	15.56	20%
675	49.60	17.31	41.75	16.21	25%

Betriebsparameter

Betriebstemperatur	-40°C ~ +85°C
Ausgangsleistungs-Toleranz	0 ~ 3%
V _{oc} - und I _{sc} -Toleranz	±3%
Maximale Anlagenspannung	1500V Gleichstrom (IEC/UL)
Maximaler Sicherungs-Nennstrom in Reihe	30A
Nennbetriebstemperatur (NOCT)	45±2°C
Sicherheitsklasse	Klasse II
Bifazialität	70±5%
Brandschutzklasse	UL Typ 29 IEC klasse C

Last

Maximale statische Last vorne	5400Pa
Maximale statische Last hinten	2400Pa
Besteht den Hageltest	25 mm große Hagelkörner bei einer Geschwindigkeit von 23 m/s

Temp. Koeffizient (STC)

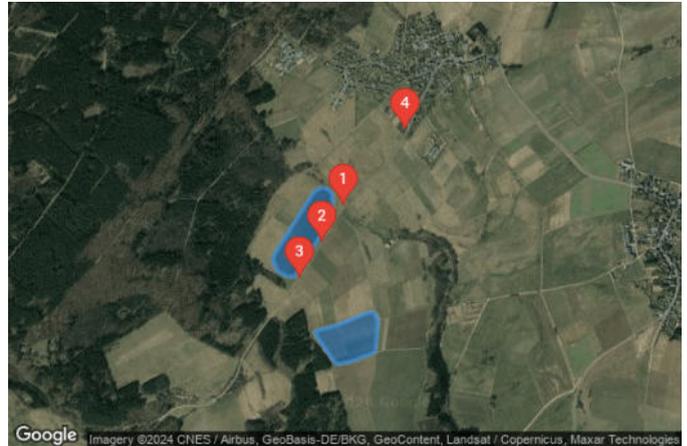
Temperaturkoeffizient von I _{sc}	+0.050%/°C
Temperaturkoeffizient von V _{oc}	-0.265%/°C
Temperaturkoeffizient von P _{max}	-0.340%/°C

Bruchweiler

Bruchweiler

Created Apr 08, 2024
Updated Apr 08, 2024
Time-step 1 minute
Timezone offset UTC2
Minimum sun altitude 8.0 deg
Site ID 116217.20007

Project type Advanced
Project status: active
Category 5 MW to 10 MW



Misc. Analysis Settings

DNI: varies (1,000.0 W/m² peak)
 Ocular transmission coefficient: **0.5**
 Pupil diameter: **0.002 m**
 Eye focal length: **0.017 m**
 Sun subtended angle: **9.3 mrad**

PV Analysis Methodology: **Version 2**
 Enhanced subtended angle calculation: **On**

Summary of Results Glare with potential for temporary after-image predicted

PV Name	Tilt	Orientation	"Green" Glare	"Yellow" Glare	Energy Produced
	deg	deg	min	min	kWh
PV Feld 1_2	20.0	180.0	1,506	5,343	-
PV Feld 3	20.0	180.0	0	0	-

Component Data

PV Array(s)

Total PV footprint area: 141,411 m²

Name: PV Feld 1_2
Footprint area: 77,217 m²
Axis tracking: Fixed (no rotation)
Tilt: 20.0 deg
Orientation: 180.0 deg
Rated power: -
Panel material: Smooth glass with AR coating
Vary reflectivity with sun position? Yes
Correlate slope error with surface type? Yes
Slope error: 8.43 mrad



Vertex	Latitude deg	Longitude deg	Ground elevation m	Height above ground m	Total elevation m
1	49.792198	7.214888	539.37	2.00	541.37
2	49.792392	7.215446	536.12	2.00	538.12
3	49.792336	7.215918	532.63	2.00	534.63
4	49.792121	7.216283	529.24	2.00	531.24
5	49.791498	7.216326	527.40	2.00	529.40
6	49.791200	7.216401	526.38	2.00	528.38
7	49.789441	7.214867	536.65	2.00	538.65
8	49.787979	7.213397	535.00	2.00	537.00
9	49.787979	7.212850	535.01	2.00	537.01
10	49.788257	7.212109	537.40	2.00	539.40
11	49.788818	7.211744	540.87	2.00	542.87
12	49.789164	7.211927	542.88	2.00	544.88

Name: PV Feld 3
Footprint area: 64,194 m²
Axis tracking: Fixed (no rotation)
Tilt: 20.0 deg
Orientation: 180.0 deg
Rated power: -
Panel material: Smooth glass with AR coating
Vary reflectivity with sun position? Yes
Correlate slope error with surface type? Yes
Slope error: 8.43 mrad



Vertex	Latitude deg	Longitude deg	Ground elevation m	Height above ground m	Total elevation m
1	49.785285	7.214995	525.84	2.00	527.84
2	49.785555	7.216583	523.96	2.00	525.96
3	49.786199	7.218997	523.80	2.00	525.80
4	49.786199	7.219491	522.82	2.00	524.82
5	49.785825	7.219802	520.16	2.00	522.16
6	49.784239	7.219566	511.64	2.00	513.64
7	49.783789	7.217806	506.36	2.00	508.36
8	49.783650	7.216926	504.60	2.00	506.60
9	49.783664	7.216540	504.96	2.00	506.96
10	49.785063	7.215060	524.05	2.00	526.05

Discrete Observation Receptors

Number	Latitude deg	Longitude deg	Ground elevation m	Height above ground m	Total Elevation m
OP 1	49.791536	7.217170	520.69	2.00	522.69
OP 2	49.789691	7.215559	532.76	2.00	534.76
OP 3	49.787918	7.213773	534.73	2.00	536.73
OP 4	49.795285	7.221865	532.80	2.00	534.80

Summary of PV Glare Analysis

PV configuration and total predicted glare

PV Name	Tilt deg	Orientation deg	"Green" Glare min	"Yellow" Glare min	Energy Produced kWh	Data File
PV Feld 1_2	20.0	180.0	1,506	5,343	-	
PV Feld 3	20.0	180.0	0	0	-	-

Distinct glare per month

Excludes overlapping glare from PV array for multiple receptors at matching time(s)

PV	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
pv-feld-1-2 (green)	0	0	0	75	354	270	376	142	0	0	0	0
pv-feld-1-2 (yellow)	0	0	0	119	787	1154	950	308	0	0	0	0

PV & Receptor Analysis Results

Results for each PV array and receptor

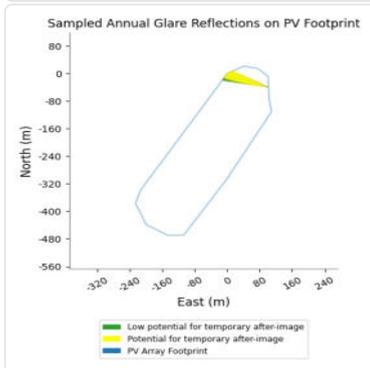
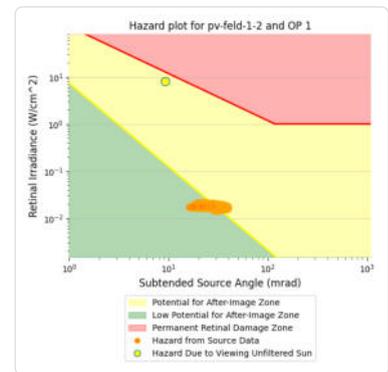
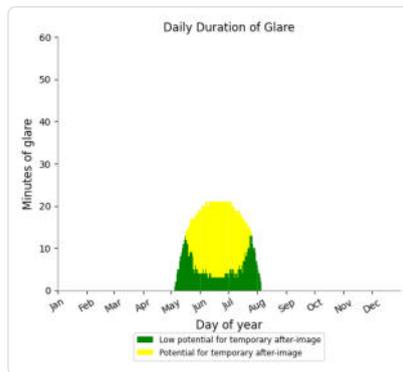
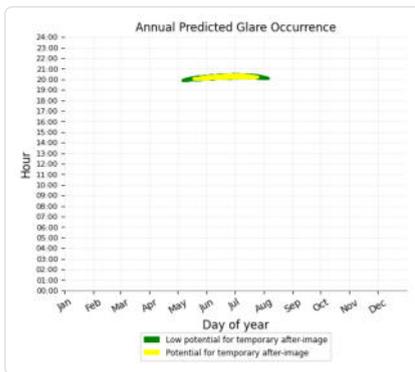
PV Feld 1_2 potential temporary after-image

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)
OP: OP 1	538	950
OP: OP 2	679	2643
OP: OP 3	289	1750
OP: OP 4	0	0

PV Feld 1_2: OP 1

PV array is expected to produce the following glare for this receptor:

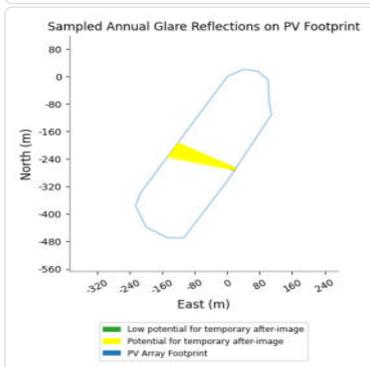
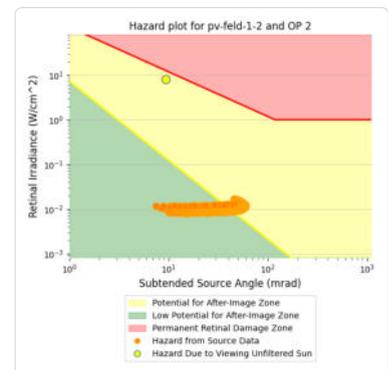
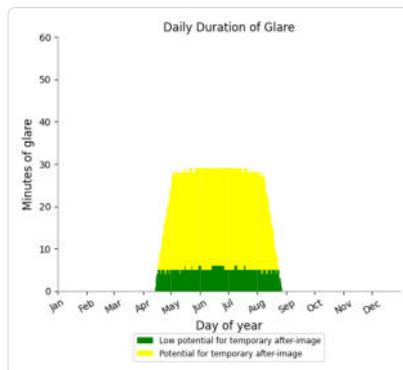
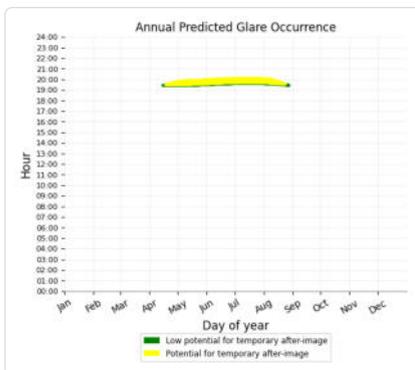
- 538 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 950 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV Feld 1_2: OP 2

PV array is expected to produce the following glare for this receptor:

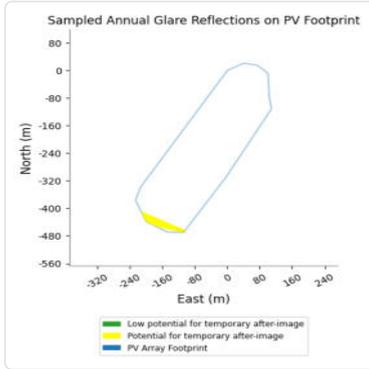
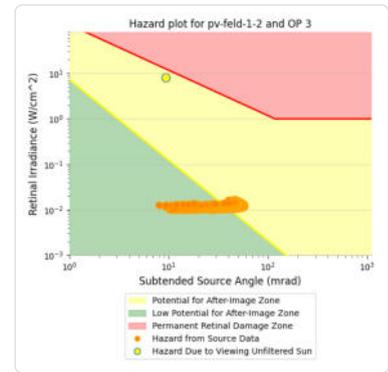
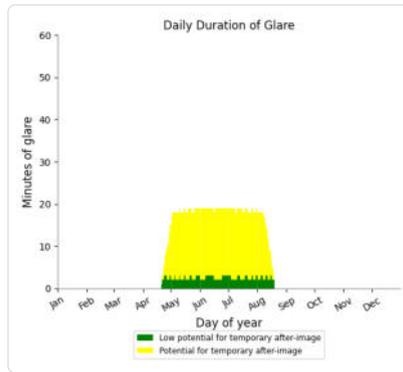
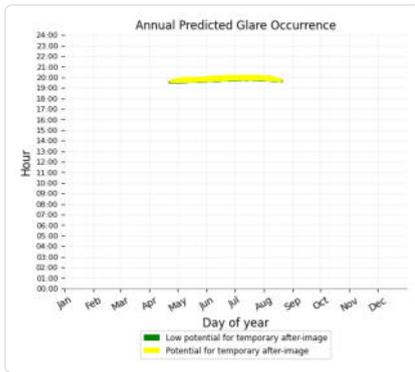
- 679 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 2,643 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV Feld 1_2: OP 3

PV array is expected to produce the following glare for this receptor:

- 289 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 1,750 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV Feld 1_2: OP 4

No glare found

PV Feld 3 no glare found

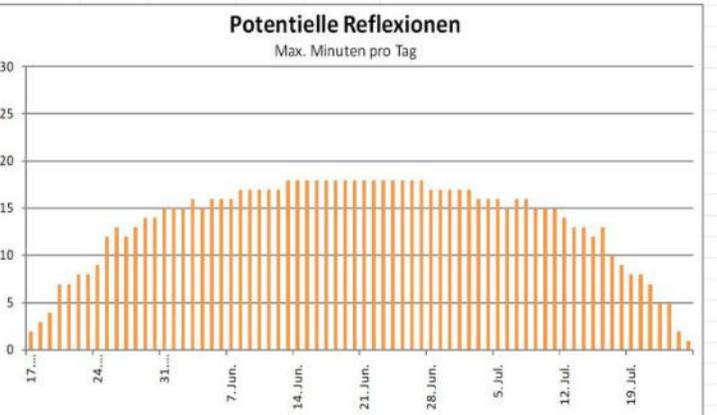
Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)
OP: OP 1	0	0
OP: OP 2	0	0
OP: OP 3	0	0
OP: OP 4	0	0

No glare found

Assumptions

- Times associated with glare are denoted in Standard time. For Daylight Savings, add one hour.
- Glare analyses do not automatically account for physical obstructions between reflectors and receptors. This includes buildings, tree cover and geographic obstructions.
- Detailed system geometry is not rigorously simulated.
- The glare hazard determination relies on several approximations including observer eye characteristics, angle of view, and typical blink response time. Actual values and results may vary.
- The system output calculation is a DNI-based approximation that assumes clear, sunny skies year-round. It should not be used in place of more rigorous modeling methods.
- Several V1 calculations utilize the PV array centroid, rather than the actual glare spot location, due to algorithm limitations. This may affect results for large PV footprints. Additional analyses of array sub-sections can provide additional information on expected glare.
- The subtended source angle (glare spot size) is constrained by the PV array footprint size. Partitioning large arrays into smaller sections will reduce the maximum potential subtended angle, potentially impacting results if actual glare spots are larger than the sub-array size. Additional analyses of the combined area of adjacent sub-arrays can provide more information on potential glare hazards. (See previous point on related limitations.)
- Hazard zone boundaries shown in the Glare Hazard plot are an approximation and visual aid. Actual ocular impact outcomes encompass a continuous.

	Corneal Irradiance	DNI (W/m²)	Ocular Hazard #	Reflectivity	Retinal Irradiance	Subtended Glare Angle	Sun Altitude	Sun Azimuth	Sun Position	Sun Position	Sun Position	Reflected Sun Vector	Reflected Sun Vector	Reflected Sun Vector	Anzahl Tag	Anzahl Minuten	Anfang	Ende	Zeitraum Start	Zeitraum Ende	pro Tag	Minuten im Zeitraum	Erste Zeit	Letzte Zeit	Messpunkt OP 1	
2024-05-05 19:56:00	0,008928	636,5441	1	0,481664	0,01739	0,016227	8,1	285,9	-0,952	0,272	0,14	0,952	-0,298	-0,067	17. Mai	2	20:04	20:05	20. Mai	23. Juli	18	938	20:01	20:26	Potentielle Reflexionen am Messpunkt OP 1: 938 Minuten pro Jahr (Summe gesamt) 806 Minuten im Juni-September mit Sichtschutz durch Blattwerk 132 Minuten im Oktober-Mai ohne Sichtschutz durch Blattwerk 18 Minuten pro Tag (Max) Parameter für Daten Bereinigung (Datensatz mit 1489 Einträgen /-538): 1.: Zeitraum ab 05:40 Uhr bis Sonnenuntergang 2.: Sonnenstand über Horizont ist min. 8" (Standard: min. 10") 3.: Dauer der Reflexion ist min. 5 Minuten pro Tag (Standard: min. 5 Minuten)	
2024-05-06 19:56:00	0,008859	639,4656	1	0,474381	0,017205	0,016521	8,3	286,1	-0,951	0,275	0,144	0,951	-0,303	-0,066	18. Mai	3	20:04	20:06								
2024-05-06 19:57:00	0,009101	637,7285	1	0,484782	0,017535	0,017329	8,1	286,3	-0,95	0,278	0,141	0,95	-0,304	-0,07	19. Mai	4	20:02	20:06								
2024-05-07 19:56:00	0,008842	640,8604	1	0,467333	0,016987	0,017628	8,5	286,3	-0,949	0,277	0,148	0,949	-0,307	-0,065	20. Mai	7	20:01	20:07								
2024-05-07 19:57:00	0,00915	639,1298	1	0,477566	0,017312	0,019179	8,3	286,5	-0,949	0,281	0,145	0,949	-0,308	-0,069	21. Mai	7	20:01	20:07								
2024-05-07 19:58:00	0,009379	637,396	1	0,488015	0,017643	0,019753	8,2	286,7	-0,948	0,284	0,142	0,948	-0,309	-0,073	22. Mai	8	20:01	20:08								
2024-05-07 19:59:00	0,009339	635,6589	1	0,498686	0,017979	0,017414	8	286,8	-0,948	0,287	0,14	0,948	-0,31	-0,077	23. Mai	8	20:01	20:08								
2024-05-08 19:56:00	0,008697	643,7636	1	0,460515	0,016815	0,016975	8,7	286,5	-0,948	0,28	0,151	0,948	-0,312	-0,064	24. Mai	9	20:01	20:09								
2024-05-08 19:57:00	0,009009	642,0462	1	0,470584	0,017137	0,018633	8,5	286,7	-0,947	0,283	0,149	0,947	-0,313	-0,068	25. Mai	12	20:01	20:12								
2024-05-08 19:58:00	0,009396	640,3257	1	0,480867	0,017464	0,020963	8,4	286,8	-0,947	0,287	0,146	0,947	-0,313	-0,072	26. Mai	13	20:01	20:13								
2024-05-08 19:59:00	0,009555	638,6018	1	0,491366	0,017797	0,020749	8,2	287	-0,946	0,29	0,143	0,946	-0,314	-0,076	27. Mai	12	20:03	20:14								
2024-05-08 20:00:00	0,009594	636,8748	1	0,502087	0,018137	0,019263	8,1	287,2	-0,946	0,293	0,141	0,946	-0,315	-0,081	28. Mai	13	20:03	20:15								
2024-05-09 19:57:00	0,009003	643,4561	1	0,463834	0,016928	0,019802	8,8	286,8	-0,946	0,286	0,152	0,946	-0,317	-0,067	29. Mai	14	20:03	20:16								
2024-05-09 19:58:00	0,009296	641,742	1	0,473955	0,017251	0,021112	8,6	287	-0,945	0,289	0,15	0,945	-0,318	-0,071	30. Mai	14	20:03	20:16								
2024-05-09 19:59:00	0,009591	640,0247	1	0,484289	0,017958	0,022348	8,4	287,2	-0,945	0,293	0,147	0,945	-0,318	-0,076	31. Mai	15	20:03	20:17								
2024-05-09 20:00:00	0,009784	638,3042	1	0,49484	0,017915	0,022453	8,3	287,4	-0,944	0,296	0,144	0,944	-0,319	-0,08	1. Jun.	15	20:03	20:17								
2024-05-09 20:01:00	0,009466	636,5805	1	0,505614	0,018256	0,017233	8,1	287,6	-0,944	0,299	0,142	0,944	-0,32	-0,084	2. Jun.	15	20:03	20:17								
2024-05-10 19:57:00	0,008869	646,3541	1	0,457308	0,016765	0,01926	9	287	-0,945	0,289	0,156	0,945	-0,321	-0,066	3. Jun.	16	20:04	20:19								
2024-05-10 19:58:00	0,009311	644,6531	1	0,467273	0,017085	0,022242	8,8	287,2	-0,944	0,292	0,153	0,944	-0,322	-0,071	4. Jun.	15	20:05	20:19								
2024-05-10 19:59:00	0,00959	642,9489	1	0,477447	0,017411	0,02329	8,6	287,4	-0,944	0,295	0,15	0,944	-0,323	-0,075	5. Jun.	16	20:05	20:20								
2024-05-10 20:00:00	0,0098	641,2415	1	0,487835	0,017743	0,023567	8,5	287,6	-0,943	0,298	0,148	0,943	-0,323	-0,079	6. Jun.	16	20:05	20:20								
2024-05-10 20:01:00	0,009715	639,5309	1	0,498441	0,01808	0,020831	8,3	287,7	-0,942	0,302	0,145	0,942	-0,324	-0,083	7. Jun.	16	20:05	20:20								
2024-05-10 20:02:00	0,009722	637,8171	1	0,50927	0,018423	0,019013	8,2	287,9	-0,942	0,305	0,142	0,942	-0,325	-0,087	8. Jun.	17	20:05	20:21								
2024-05-10 20:03:00	0,010058	636,1002	1	0,520325	0,018773	0,020546	8	288,1	-0,941	0,308	0,14	0,941	-0,326	-0,091	9. Jun.	17	20:06	20:22								
2024-05-11 19:57:00	0,008987	647,7721	1	0,451003	0,01657	0,021767	9,2	287,2	-0,943	0,292	0,159	0,943	-0,326	-0,066	10. Jun.	17	20:06	20:22								
2024-05-11 19:58:00	0,009167	646,0775	1	0,460817	0,016886	0,021854	9	287,4	-0,943	0,295	0,156	0,943	-0,326	-0,07	11. Jun.	17	20:06	20:22								
2024-05-11 19:59:00	0,009447	644,3798	1	0,470837	0,017208	0,022969	8,8	287,5	-0,942	0,298	0,154	0,942	-0,327	-0,074	12. Jun.	17	20:06	20:22								
2024-05-11 20:00:00	0,00982	642,6788	1	0,481067	0,017536	0,024921	8,7	287,7	-0,942	0,301	0,151	0,942	-0,328	-0,078	13. Jun.	18	20:06	20:23								
2024-05-11 20:01:00	0,009948	640,9747	1	0,491511	0,017869	0,024343	8,5	287,9	-0,941	0,304	0,148	0,941	-0,328	-0,082	14. Jun.	18	20:07	20:24								
2024-05-11 20:02:00	0,009589	639,2674	1	0,502174	0,018208	0,018814	8,4	288,1	-0,94	0,307	0,146	0,94	-0,329	-0,086	15. Jun.	18	20:07	20:24								
2024-05-11 20:03:00	0,009942	637,557	1	0,51306	0,018553	0,020559	8,2	288,3	-0,94	0,31	0,143	0,94	-0,33	-0,09	16. Jun.	18	20:07	20:24								
2024-05-11 20:04:00	0,010253	635,8434	1	0,524173	0,018904	0,021761	8,1	288,5	-0,939	0,314	0,141	0,939	-0,331	-0,094	17. Jun.	18	20:07	20:24								
2024-05-12 19:57:00	0,008992	650,6514	1	0,444914	0,016419	0,022722	9,3	287,3	-0,942	0,294	0,162	0,942	-0,33	-0,065	18. Jun.	18	20:08	20:25								
2024-05-12 19:58:00	0,009325	648,9698	1	0,454582	0,016732	0,024445	9,2	287,5	-0,941	0,297	0,16	0,941	-0,33	-0,069	19. Jun.	18	20:08	20:25								
2024-05-12 19:59:00	0,00947	647,285	1	0,464453	0,017051	0,024105	9	287,7	-0,941	0,3	0,157	0,941	-0,331	-0,073	20. Jun.	18	20:08	20:25								
2024-05-12 20:00:00	0,009738	645,597	1	0,47453	0,017376	0,024996	8,9	287,9	-0,94	0,304	0,154	0,94	-0,332	-0,077	21. Jun.	18	20:08	20:25								
2024-05-12 20:01:00	0,010031	643,9059	1	0,484818	0,017706	0,026052	8,7	288,1	-0,94	0,307	0,152	0,94	-0,333	-0,081	22. Jun.	18	20:08	20:25								
2024-05-12 20:02:00	0,010212	642,2116	1	0,495321	0,018042	0,025967	8,6	288,3	-0,939	0,31	0,149	0,939	-0,333	-0,085	23. Jun.	18	20:09	20:26								
2024-05-12 20:03:00	0,009844	640,5142	1	0,506043	0,018384	0,020484	8,4	288,4	-0,938	0,313	0,147	0,938	-0,334	-0,089	24. Jun.	18	20:09	20:26								
2024-05-12 20:04:00	0,010173	638,8136	1	0,516989	0,018732	0,02189	8,3	288,6	-0,938	0,316	0,144	0,938	-0,335	-0,093	25. Jun.	18	20:09	20:26								
2024-05-12 20:05:00	0,010459	637,1099	1	0,528162	0,019086	0,02279	8,1	288,8	-0,937	0,319	0,141	0,937	-0,335	-0,097	26. Jun.	18	20:09	20:26								
2024-05-13 19:58:00	0,009919	650,4017	1	0,448564	0,016547	0,02411	9,4	287,7	-0,94	0,3	0,163	0,94	-0,335	-0,068	27. Jun.	18	20:09	20:26								
2024-05-13 19:59:00	0,009335	648,7233	1	0,45829	0,016863	0,023795	9,2	287,9	-0,939	0,303	0,16	0,939	-0,335	-0,072	28. Jun.	17	20:10	20:26								
2024-05-13 20:00:00	0,009605	647,0418	1	0,46822	0,017183	0,024741	9,1	288,1	-0,939	0,306	0,158	0,939	-0,336	-0,076	29. Jun.	17	20:10	20:26								
2024-05-13 20:01:00	0,009993	645,3571	1	0,478358	0,01751	0,026768	8,9	288,2	-0,938	0,309	0,155	0,938	-0,337	-0,08	30. Jun.	17	20:10	20:26								
2024-05-13 20:02:00	0,010089	643,6692	1	0,488706	0,017842	0,025874	8,8	288,4	-0,938	0,312	0,152	0,938	-0,337	-0,084	1. Jul.	17	20:10	20:26								
2024-05-13 20:03:00	0,010054	641,9782	1	0,49927	0,018179	0,023698	8,6	288,6	-0,937	0,315	0,15	0,937	-0,338	-0,088	2. Jul.	17	20:10	20:26								
2024-05-13 20:04:00	0,010063	640,2841	1	0,510054	0,018523	0,02193	8,5	288,8	-0,936	0,319	0,147	0,936	-0,339	-0,092	3. Jul.	16	20:11	20:26								
2024-05-13 20:05:00	0,010367	638,5869	1	0,521062	0,018873	0,023026	8,3	289	-0,936	0,322	0,145	0,936	-0,339	-0,096	4. Jul.	16	20:11	20:26								



	Corneal Irradiance	DNI (W/m²)	Ocular Hazard #	Reflectivity	Retinal Irradiance	Subtended Glare Angle	Sun Altitude	Sun Azimuth	Sun Position	Sun Position	Sun Position	Sun Position	Reflected Sun Vector	Reflected Sun Vector	Reflected Sun Vector	Minuten	Anzahl Minuten	Tag	Minuten	Anfang	Ende	Zeitraum Start	Zeitraum Ende	pro Tag	Minuten im Zeitraum	Erste Zeit	Letzte Zeit	Messpunkt OP 2
2024-04-14 19:26:00	0,005732	640,5265	1	0,325611	0,011829	0,010209	8,1	275	-0,986	0,086	0,142	0,986	-0,157	0,053	17. Apr.	1	19:31	19:31			20. April	21. August	24	2632	19:30	20:08		
2024-04-15 19:26:00	0,005505	643,3353	1	0,319508	0,011658	0,007483	8,4	275,2	-0,985	0,09	0,146	0,985	-0,163	0,054	18. Apr.	2	19:31	19:32										
2024-04-15 19:27:00	0,006188	641,4523	1	0,326808	0,01189	0,017611	8,3	275,4	-0,985	0,093	0,144	0,985	-0,164	0,05	19. Apr.	4	19:31	19:34										
2024-04-15 19:28:00	0,006745	639,5655	1	0,334272	0,012126	0,024262	8,1	275,6	-0,985	0,097	0,141	0,985	-0,165	0,046	20. Apr.	6	19:30	19:35										
2024-04-16 19:26:00	0,005998	644,4944	1	0,320731	0,011724	0,015855	8,5	275,6	-0,984	0,097	0,148	0,984	-0,17	0,051	21. Apr.	6	19:31	19:36										
2024-04-16 19:27:00	0,006573	642,6184	1	0,32805	0,011957	0,023093	8,4	275,8	-0,984	0,101	0,146	0,984	-0,171	0,047	22. Apr.	8	19:31	19:38										
2024-04-16 19:28:00	0,00708	640,7386	1	0,335534	0,012194	0,028435	8,2	276	-0,984	0,104	0,143	0,984	-0,171	0,043	23. Apr.	10	19:31	19:40										
2024-04-16 19:29:00	0,007548	638,8549	1	0,343186	0,012435	0,03266	8,1	276,2	-0,984	0,107	0,14	0,984	-0,172	0,038	24. Apr.	11	19:31	19:41										
2024-04-17 19:26:00	0,0058	647,2759	1	0,314822	0,011558	0,013876	8,8	275,9	-0,983	0,101	0,153	0,983	-0,176	0,052	25. Apr.	13	19:30	19:42										
2024-04-17 19:27:00	0,006397	645,4148	1	0,322	0,011787	0,021825	8,6	276,1	-0,983	0,105	0,15	0,983	-0,177	0,048	26. Apr.	13	19:31	19:43										
2024-04-17 19:28:00	0,006915	643,5498	1	0,32934	0,012021	0,027531	8,5	276,3	-0,983	0,108	0,148	0,983	-0,178	0,044	27. Apr.	15	19:31	19:45										
2024-04-17 19:29:00	0,007389	641,6811	1	0,336844	0,012259	0,031999	8,3	276,5	-0,983	0,111	0,145	0,983	-0,178	0,039	28. Apr.	16	19:31	19:46										
2024-04-17 19:30:00	0,007833	639,8085	1	0,344518	0,012502	0,03562	8,2	276,6	-0,983	0,114	0,142	0,983	-0,179	0,035	29. Apr.	18	19:31	19:48										
2024-04-17 19:31:00	0,008251	637,9321	2	0,352363	0,012749	0,038597	8	276,8	-0,983	0,118	0,139	0,983	-0,18	0,031	30. Apr.	19	19:32	19:50										
2024-04-18 19:26:00	0,005596	650,0347	1	0,309077	0,011395	0,011628	9,1	276,1	-0,982	0,105	0,158	0,982	-0,182	0,053	1. Mai.	20	19:31	19:50										
2024-04-18 19:27:00	0,006221	648,1884	1	0,316118	0,011622	0,020444	8,9	276,3	-0,982	0,109	0,155	0,982	-0,183	0,049	2. Mai.	22	19:31	19:52										
2024-04-18 19:28:00	0,006749	646,3382	1	0,323318	0,011853	0,026557	8,8	276,5	-0,982	0,112	0,152	0,982	-0,184	0,045	3. Mai.	23	19:31	19:53										
2024-04-18 19:29:00	0,007231	644,4842	1	0,330679	0,012088	0,031284	8,6	276,7	-0,982	0,115	0,15	0,982	-0,184	0,041	4. Mai.	23	19:31	19:53										
2024-04-18 19:30:00	0,00768	642,6265	1	0,338205	0,012327	0,035098	8,4	276,9	-0,982	0,118	0,147	0,982	-0,185	0,036	5. Mai.	22	19:32	19:53										
2024-04-18 19:31:00	0,008102	640,7649	2	0,345899	0,012571	0,038228	8,3	277,1	-0,982	0,122	0,144	0,982	-0,186	0,032	6. Mai.	23	19:32	19:54										
2024-04-18 19:32:00	0,008501	638,8996	2	0,353766	0,012819	0,040809	8,1	277,3	-0,982	0,125	0,141	0,982	-0,187	0,028	7. Mai.	23	19:32	19:54										
2024-04-19 19:26:00	0,005387	652,7718	1	0,303493	0,011237	0,009086	9,4	276,4	-0,981	0,109	0,162	0,981	-0,188	0,054	8. Mai.	23	19:32	19:54										
2024-04-19 19:27:00	0,006043	650,94	1	0,310401	0,01146	0,018936	9,2	276,6	-0,981	0,113	0,16	0,981	-0,189	0,05	9. Mai.	23	19:32	19:54										
2024-04-19 19:28:00	0,006584	649,1045	1	0,317464	0,011688	0,025506	9	276,7	-0,981	0,116	0,157	0,981	-0,19	0,046	10. Mai.	23	19:32	19:54										
2024-04-19 19:29:00	0,007073	647,2652	1	0,324685	0,01192	0,030516	8,9	276,9	-0,981	0,119	0,154	0,981	-0,19	0,042	11. Mai.	23	19:33	19:55										
2024-04-19 19:30:00	0,007527	645,4221	1	0,332068	0,012156	0,03453	8,7	277,1	-0,981	0,122	0,151	0,981	-0,191	0,037	12. Mai.	23	19:33	19:55										
2024-04-19 19:31:00	0,007955	643,5752	2	0,339616	0,012397	0,037819	8,6	277,3	-0,981	0,126	0,149	0,981	-0,192	0,033	13. Mai.	23	19:33	19:55										
2024-04-19 19:32:00	0,008358	641,7246	2	0,347332	0,012642	0,040534	8,4	277,5	-0,981	0,129	0,146	0,981	-0,193	0,029	14. Mai.	23	19:33	19:55										
2024-04-19 19:33:00	0,008737	639,8702	2	0,355221	0,012892	0,042761	8,2	277,7	-0,981	0,132	0,143	0,981	-0,193	0,025	15. Mai.	24	19:33	19:56										
2024-04-19 19:34:00	0,009091	638,0121	2	0,363287	0,013146	0,044546	8,1	277,9	-0,981	0,135	0,14	0,981	-0,194	0,02	16. Mai.	24	19:34	19:56										
2024-04-20 19:26:00	0,005879	655,4878	1	0,304845	0,011334	0,017273	9,5	276,8	-0,979	0,117	0,164	0,979	-0,195	0,051	17. Mai.	23	19:34	19:56										
2024-04-20 19:27:00	0,006437	653,6705	1	0,311776	0,011559	0,024377	9,3	277	-0,98	0,12	0,162	0,98	-0,196	0,047	18. Mai.	23	19:34	19:56										
2024-04-20 19:28:00	0,006935	651,8495	1	0,318861	0,011789	0,029693	9,1	277,2	-0,98	0,123	0,159	0,98	-0,196	0,043	19. Mai.	23	19:34	19:56										
2024-04-20 19:29:00	0,007396	650,0246	1	0,326104	0,012023	0,033918	9	277,3	-0,98	0,126	0,156	0,98	-0,197	0,038	20. Mai.	23	19:34	19:56										
2024-04-20 19:30:00	0,007829	648,196	2	0,33351	0,012261	0,037371	8,8	277,5	-0,98	0,13	0,153	0,98	-0,198	0,034	21. Mai.	24	19:34	19:57										
2024-04-20 19:31:00	0,008238	646,3637	2	0,34108	0,012504	0,040222	8,7	277,7	-0,98	0,133	0,151	0,98	-0,199	0,03	22. Mai.	24	19:34	19:57										
2024-04-20 19:32:00	0,008624	644,5276	2	0,34882	0,012752	0,042571	8,5	277,9	-0,98	0,136	0,148	0,98	-0,199	0,026	23. Mai.	23	19:35	19:57										
2024-04-20 19:33:00	0,008985	642,6878	2	0,356732	0,013004	0,044476	8,3	278,1	-0,98	0,139	0,145	0,98	-0,2	0,022	24. Mai.	23	19:35	19:57										
2024-04-20 19:34:00	0,009317	640,8443	2	0,36482	0,01326	0,045939	8,2	278,3	-0,979	0,143	0,142	0,979	-0,201	0,017	25. Mai.	23	19:35	19:57										
2024-04-20 19:35:00	0,009609	638,9971	2	0,373088	0,013522	0,046927	8	278,5	-0,979	0,146	0,139	0,979	-0,201	0,013	26. Mai.	23	19:35	19:57										
2024-04-21 19:26:00	0,005682	656,6432	1	0,299448	0,011153	0,015433	9,7	277	-0,978	0,12	0,169	0,978	-0,201	0,052	27. Mai.	24	19:36	19:59										
2024-04-21 19:27:00	0,006257	654,8326	1	0,306249	0,011374	0,023164	9,6	277,2	-0,978	0,124	0,166	0,978	-0,201	0,048	28. Mai.	24	19:36	19:59										
2024-04-21 19:28:00	0,006762	653,0184	1	0,313202	0,0116	0,028813	9,4	277,4	-0,978	0,127	0,163	0,978	-0,202	0,044	29. Mai.	24	19:36	19:59										
2024-04-21 19:29:00	0,007227	651,2003	1	0,32031	0,011831	0,033263	9,2	277,6	-0,978	0,13	0,161	0,978	-0,203	0,039	30. Mai.	24	19:36	19:59										
2024-04-21 19:30:00	0,007663	649,3785	1	0,327577	0,012065	0,036884	9,1	277,8	-0,978	0,133	0,158	0,978	-0,204	0,035	31. Mai.	23	19:37	19:59										
2024-04-21 19:31:00	0,008075	647,553	2	0,335005	0,012304	0,039874	8,9	278	-0,978	0,137	0,155	0,978	-0,204	0,031	1. Jun.	23	19:37	19:59										
2024-04-21 19:32:00	0,008465	645,7238	2	0,342599	0,012547	0,042349	8,8	278,1	-0,978	0,14	0,152	0,978	-0,205	0,027	2. Jun.	23	19:37	19:59										
2024-04-21 19:33:00	0,008831	643,8908	2	0,350362	0,012795	0,044368	8,6	278,3	-0,978	0,143	0,15	0,978	-0,206	0,023	3. Jun.	24	19:38	20:01										
2024-04-21 19:34:00	0,009169	642,0541	2	0,358298	0,013048	0,04595	8,4	278,5	-0,978	0,146	0,14																	

	Corneal Irradiance	DNI (W/m²)	Ocular Hazard #	Reflectivity	Retinal Irradiance	Subtended Glare Angle	Sun Altitude	Sun Azimuth	Sun Position	Sun Position	Sun Position	Reflected Sun Vector	Reflected Sun Vector	Reflected Sun Vector	Anzahl Tag	Anzahl Minuten	Anfang	Ende
2024-04-21 19:36:00	0,007146	638,3697	1	0,374703	0,013567	0,018832	8,1	278,9	-0,978	0,153	0,141	0,978	-0,208	0,01	22. Apr.	1	19:38	19:38
2024-04-22 19:36:00	0,006924	641,2077	1	0,36806	0,013386	0,016985	8,4	279,1	-0,977	0,157	0,146	0,977	-0,214	0,011	23. Apr.	3	19:38	19:40
2024-04-22 19:37:00	0,007958	639,3745	1	0,376378	0,013649	0,028841	8,2	279,3	-0,977	0,16	0,143	0,977	-0,215	0,007	24. Apr.	3	19:39	19:41
2024-04-22 19:38:00	0,008798	637,5376	2	0,384879	0,013917	0,036453	8,1	279,5	-0,977	0,163	0,14	0,977	-0,215	0,003	25. Apr.	5	19:38	19:42
2024-04-23 19:36:00	0,006704	644,025	1	0,361608	0,013209	0,015043	8,6	279,3	-0,976	0,161	0,15	0,976	-0,22	0,012	26. Apr.	6	19:38	19:43
2024-04-23 19:37:00	0,007748	642,2061	1	0,369771	0,013469	0,027534	8,5	279,5	-0,975	0,164	0,148	0,975	-0,22	0,008	27. Apr.	8	19:38	19:45
2024-04-23 19:38:00	0,008611	640,3835	2	0,378114	0,013734	0,035675	8,3	279,7	-0,975	0,167	0,145	0,975	-0,221	0,004	28. Apr.	9	19:38	19:46
2024-04-23 19:39:00	0,009271	638,5573	2	0,386542	0,014003	0,040662	8,2	279,9	-0,975	0,17	0,142	0,975	-0,222	-0,001	29. Apr.	11	19:38	19:48
2024-04-23 19:40:00	0,009712	636,7276	2	0,395358	0,014278	0,043079	8	280,1	-0,975	0,174	0,139	0,975	-0,222	-0,005	30. Apr.	12	19:39	19:50
2024-04-24 19:36:00	0,006485	646,8222	1	0,355343	0,013036	0,012974	8,9	279,6	-0,974	0,164	0,155	0,974	-0,225	0,013	1. Mai.	13	19:38	19:50
2024-04-24 19:37:00	0,007534	645,0174	1	0,363355	0,013293	0,026092	8,7	279,8	-0,974	0,167	0,152	0,974	-0,226	0,009	2. Mai.	15	19:38	19:52
2024-04-24 19:38:00	0,008414	643,2091	1	0,371545	0,013555	0,034762	8,6	279,9	-0,974	0,171	0,149	0,974	-0,227	0,005	3. Mai.	16	19:38	19:53
2024-04-24 19:39:00	0,009097	641,3972	2	0,379915	0,013821	0,040135	8,4	280,1	-0,974	0,174	0,147	0,974	-0,227	0	4. Mai.	16	19:38	19:53
2024-04-24 19:40:00	0,009602	639,5816	2	0,38847	0,014092	0,043234	8,3	280,3	-0,974	0,177	0,144	0,974	-0,228	-0,004	5. Mai.	15	19:39	19:53
2024-04-24 19:41:00	0,009946	637,7625	2	0,397213	0,014368	0,044631	8,1	280,5	-0,973	0,18	0,141	0,973	-0,229	-0,008	6. Mai.	16	19:39	19:54
2024-04-25 19:35:00	0,006265	649,8442	1	0,34926	0,012873	0,010668	9,2	279,8	-0,973	0,168	0,159	0,973	-0,231	0,014	7. Mai.	16	19:39	19:54
2024-04-25 19:36:00	0,007319	648,0497	1	0,357126	0,013127	0,024498	9	280	-0,973	0,171	0,156	0,973	-0,232	0,01	8. Mai.	16	19:39	19:54
2024-04-25 19:37:00	0,008216	646,2517	1	0,365166	0,013385	0,033718	8,8	280,2	-0,973	0,174	0,154	0,973	-0,232	0,006	9. Mai.	16	19:39	19:54
2024-04-25 19:38:00	0,008926	644,4501	2	0,373384	0,013648	0,039562	8,7	280,3	-0,972	0,178	0,151	0,972	-0,233	0,001	10. Mai.	16	19:40	19:55
2024-04-25 19:39:00	0,009482	642,6449	2	0,381782	0,013916	0,043234	8,5	280,5	-0,972	0,181	0,148	0,972	-0,234	-0,003	11. Mai.	16	19:40	19:55
2024-04-25 19:40:00	0,009855	640,8361	2	0,390364	0,014189	0,044935	8,4	280,7	-0,972	0,184	0,145	0,972	-0,234	-0,007	12. Mai.	16	19:40	19:55
2024-04-25 19:41:00	0,010148	639,0238	2	0,399136	0,014466	0,045805	8,2	280,9	-0,972	0,187	0,143	0,972	-0,235	-0,011	13. Mai.	16	19:40	19:55
2024-04-25 19:42:00	0,010396	637,2079	2	0,4081	0,014749	0,046215	8	281,1	-0,972	0,191	0,14	0,972	-0,236	-0,015	14. Mai.	16	19:40	19:55
2024-04-26 19:35:00	0,006029	652,6074	1	0,343356	0,012709	0,007963	9,4	280	-0,972	0,171	0,163	0,972	-0,236	0,015	15. Mai.	16	19:41	19:56
2024-04-26 19:36:00	0,007098	650,827	1	0,351081	0,01296	0,022733	9,2	280,2	-0,971	0,175	0,161	0,971	-0,237	0,011	16. Mai.	16	19:41	19:56
2024-04-26 19:37:00	0,008011	649,043	1	0,358975	0,013215	0,032539	9,1	280,4	-0,971	0,178	0,158	0,971	-0,238	0,007	17. Mai.	16	19:41	19:56
2024-04-26 19:38:00	0,008758	647,2554	2	0,367044	0,013475	0,038991	8,9	280,6	-0,971	0,181	0,155	0,971	-0,239	0,002	18. Mai.	16	19:41	19:56
2024-04-26 19:39:00	0,009339	645,4642	2	0,37529	0,013739	0,043024	8,8	280,8	-0,971	0,184	0,152	0,971	-0,239	-0,002	19. Mai.	16	19:41	19:56
2024-04-26 19:40:00	0,009752	643,6695	2	0,383717	0,014009	0,045132	8,6	280,9	-0,971	0,188	0,15	0,971	-0,24	-0,006	20. Mai.	17	19:41	19:57
2024-04-26 19:41:00	0,010063	641,8713	2	0,392329	0,014283	0,04618	8,5	281,1	-0,971	0,191	0,147	0,971	-0,241	-0,01	21. Mai.	16	19:42	19:57
2024-04-26 19:42:00	0,010324	640,0695	2	0,401129	0,014562	0,046724	8,3	281,3	-0,97	0,194	0,144	0,97	-0,241	-0,014	22. Mai.	16	19:42	19:57
2024-04-26 19:43:00	0,010546	638,2641	2	0,410123	0,014847	0,046896	8,1	281,5	-0,97	0,197	0,142	0,97	-0,242	-0,018	23. Mai.	16	19:42	19:57
2024-04-27 19:36:00	0,006871	653,5855	1	0,345214	0,012797	0,020755	9,5	280,4	-0,97	0,178	0,165	0,97	-0,243	0,012	24. Mai.	16	19:42	19:57
2024-04-27 19:37:00	0,0078	651,8154	1	0,352968	0,013049	0,031213	9,3	280,6	-0,97	0,181	0,162	0,97	-0,243	0,008	25. Mai.	16	19:42	19:57
2024-04-27 19:38:00	0,008577	650,0417	2	0,360892	0,013306	0,038242	9,2	280,8	-0,97	0,185	0,159	0,97	-0,244	0,003	26. Mai.	17	19:42	19:58
2024-04-27 19:39:00	0,009174	648,2645	2	0,368899	0,013567	0,042553	9	281	-0,97	0,188	0,157	0,97	-0,245	-0,001	27. Mai.	17	19:43	19:59
2024-04-27 19:40:00	0,009639	646,4837	2	0,377266	0,013833	0,045214	8,9	281,2	-0,969	0,191	0,154	0,969	-0,245	-0,005	28. Mai.	16	19:44	19:59
2024-04-27 19:41:00	0,009971	644,6994	2	0,385723	0,014104	0,046477	8,7	281,3	-0,969	0,194	0,151	0,969	-0,246	-0,009	29. Mai.	16	19:44	19:59
2024-04-27 19:42:00	0,010246	642,9116	2	0,394365	0,01438	0,047155	8,5	281,5	-0,969	0,198	0,149	0,969	-0,247	-0,013	30. Mai.	16	19:44	19:59
2024-04-27 19:43:00	0,010479	641,1202	2	0,403196	0,014661	0,04743	8,4	281,7	-0,969	0,201	0,146	0,969	-0,248	-0,017	31. Mai.	16	19:44	19:59
2024-04-27 19:44:00	0,010683	639,3254	2	0,41222	0,014948	0,047424	8,2	281,9	-0,968	0,204	0,143	0,968	-0,248	-0,022	1. Jun.	16	19:44	19:59
2024-04-27 19:45:00	0,010866	637,5271	2	0,421442	0,015239	0,047226	8,1	282,1	-0,968	0,207	0,14	0,968	-0,249	-0,026	2. Jun.	17	19:44	20:00
2024-04-28 19:36:00	0,006634	656,3258	1	0,339522	0,012639	0,018471	9,7	280,6	-0,969	0,182	0,169	0,969	-0,248	0,013	3. Jun.	17	19:45	20:01
2024-04-28 19:37:00	0,007584	654,5695	1	0,34714	0,012888	0,029719	9,6	280,8	-0,969	0,185	0,166	0,969	-0,249	0,009	4. Jun.	17	19:45	20:01
2024-04-28 19:38:00	0,008388	652,8095	2	0,354924	0,013141	0,037337	9,4	281	-0,968	0,188	0,164	0,968	-0,249	0,004	5. Jun.	17	19:45	20:01
2024-04-28 19:39:00	0,008993	651,0461	2	0,362879	0,0134	0,041883	9,3	281,2	-0,968	0,191	0,161	0,968	-0,25	0	6. Jun.	17	19:45	20:01
2024-04-28 19:40:00	0,009515	649,2791	2	0,371007	0,013663	0,045165	9,1	281,4	-0,968	0,195	0,158	0,968	-0,251	-0,004	7. Jun.	16	19:46	20:01
2024-04-28 19:41:00	0,009872	647,5087	2	0,379314	0,01393	0,046693	8,9	281,6	-0,968	0,198	0,155	0,968	-0,252	-0,008	8. Jun.	16	19:46	20:01
2024-04-28 19:42:00	0,010161	645,7347	2	0,387802	0,014203	0,04751	8,8	281,7	-0,968	0,201	0,153	0,968	-0,252	-0,012	9. Jun.	16	19:47	20:02

Minuten	Minuten im Zeitraum	Erste Zeit	Letzte Zeit	Messpunkt OP 3
25. April	15. August	1734	19:38	20:08
Potentielle Reflexionen am Messpunkt OP 3: 1734 Minuten pro Jahr (Summe gesamt) 1189 Minuten im Juni-September mit Sichtschutz durch Blattwerk 545 Minuten im Oktober-Mai ohne Sichtschutz durch Blattwerk 17 Minuten pro Tag (Max)				
Parameter für Daten Bereinigung (Datensatz mit 2040 Einträgen /-289): 1.: Zeitraum ab 05:40 Uhr bis Sonnenuntergang 2.: Sonnenstand über Horizont ist min. 8° (Standard: min. 10°) 3.: Dauer der Reflexion ist min. 5 Minuten pro Tag (Standard: min. 5 Minuten)				

